

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»

«До захисту допущено»

УДК _____

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«_____» _____ 2020 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

спеціалізації «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

**на тему: «*Оптимізація процесів розподілу енергії в системах з локальними
джерелами генерування та акумулювання*»**

Виконав (-ла): студент (-ка) ІІ курсу, групи ОЕ-81мн

Яценко Олексій Валерійович _____

Науковий керівник _____ д.т.н., професор Попов В.А. _____

Консультант _____

Рецензент _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації не має запозичень з
праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Інститут/Факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)
Кафедра електропостачання
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-науковою програмою
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Яценку Олексію Валерійовичу

1. Тема дисертації: «Оптимізація процесів розподілу енергії в системах з локальними джерелами генерування та акумулювання»

науковий керівник дисертації: д.т.н., професор Попов Володимир Андрійович

затверджені наказом по університету від «__» _____ 2020 року № _____

2. Термін подання студентом дисертації: 18 травня 2020 року.

3. Об'єкт дослідження: методи короткострокового прогнозування електричного навантаження

4. Вихідні дані: добовий графік електричного навантаження з усередненими значеннями за 15 хвилин

5. Перелік завдань, які потрібно розробити огляд стану сучасних електричних мереж, перспективи розвитку «інтелектуальних» мереж SMARTGRID,

розробка алгоритму керування розподільною мережею, огляд методів прогнозування електричного навантаження, розробка моделі адаптивного прогнозування для задачі оптимальної реконфігурації мережі

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація – наочні дані за результатами дослідження, алгоритми розрахунків та таблиці з отриманими даними

7. Орієнтовний перелік публікацій:

1. «The problem of widespread usage of renewable energy sources».

2. «Проблема широкого впровадження відновлюваних джерел енергії».

3. «Прогнозування електронавантаження з використанням методів машинного навчання».

4. Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль _____

3. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Визначення мети, об'єкту, предмету дослідження.		
2	Визначення попередньої структури дисертації		
3	Огляд літератури та робота над першим розділом		
4	Дослідження задач керування режимами розподільних мереж		
5	Розробка алгоритму оптимальної реконфігурації мережі в режимі реального часу		
6	Огляд методів прогнозування електричного навантаження		
7	Аналіз особливостей прогнозування режимів розподільних мереж		
8	Розробка моделі адаптивного прогнозування електричного навантаження		
9	Проведення розрахунків		

10	Оформлення дисертації		
11	Оформлення автореферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування		
12	Передзахист МД		
13	Захист дисертації		

Студент

О.В. Яценко

Науковий керівник дисертації

В.А. Попов

АНОТАЦІЯ

Магістерська дисертація присвячена розробці алгоритму, згідно якого, з метою зниження втрат активної потужності буде здійснюватися у реальному часі реконфігурація розподільної мережі, в складі якої є джерела розподіленої генерації. Для прийняття рішень по зміні топології мережі розроблено модель адаптивного прогнозування, яка на кожному кроці прогнозування обирає модель, що показала найкращу точність на попередньому кроці і яка враховує наявну інформацію відносно електричного навантаження.

Методика вибору оптимальної конфігурації мережі була розроблена на основі класичної задачі вибору місць розмикання, але окрім мети керування режимом в режимі реального часу було враховано наявність в мережі джерел розподіленої генерації. В якості моделей прогнозування було обрано методи машинного навчання (для випадку достатньої інформаційної забезпеченості) і метод нечітких часових рядів (для випадку недостатньої інформаційної забезпеченості).

В результаті досліджено було визначено, що застосування алгоритму реконфігурації позитивно впливає на зниження втрат потужності і електричної енергії в мережі і він може використовуватися оперативним персоналом енергетичних компаній.

Очікується, що результати досліджень суттєво сприятимуть подальшому розвитку задачі управління режимами розподільних мереж в реальному часі.

Ключові слова: розподільна мережа, реконфігурація, місця розмикання, прогнозування навантаження, втрати потужності.

ANNOTATION

The master's thesis is devoted to the development of an algorithm according to which the real-time distribution network will be reconfigured, which includes distributed generation sources in order to reduce active power losses. To make decisions on changing the network topology, an adaptive forecasting model has been developed, which at each step of forecasting selects the model that showed the best accuracy and which takes into account the degree of information security according to the electrical load.

The method of selecting the optimal network configuration was developed on the basis of the classical problem of selecting break points, but for the real-time control problem, the availability of distributed generation sources was taken into account. Machine learning methods (for the case of sufficient information security) and the method of fuzzy time series (for the case of insufficient information security) were chosen as forecasting models.

As a result, it was investigated that the application of the reconfiguration algorithm has a positive effect on reducing power losses in the network and can be used for control personnel of substations.

It is expected that the results of the research will significantly contribute to the further development of the task of managing the modes of distribution networks in real time.

Key words: distribution network, reconfiguration, normal open points, load forecasting, power losses.

ЗМІСТ

ВСТУП	10
1 ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СУЧАСНИХ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	13
1.1 Стан систем електропостачання в енергосистемах України	14
1.2 Перспективи впровадження концепції SmartGrid в системах розподілу електроенергії	21
1.3 Світовий досвід розвитку сучасних систем електропостачання	27
Висновки:	38
2 КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ	40
2.1 Задачі керування режимами розподільчих мереж	41
2.1.1 Класичні задачі керування режимами розподільних мереж	41
2.1.2 Задачі керування режимами з урахуванням наявності розподіленої генерації	46
2.2 Вибір оптимальної конфігурації (місць розмикання) в розподільній мережі побудованій по петльовій схемі	50
2.2.1 Існуючі схеми розподільних мереж	51
2.2.2 Зниження втрат потужності та ЕЕ за рахунок зміни конфігурації РМ	56
2.3 Особливості вирішення задачі вибору оптимальних місць розмикання розподільної мережі в реальному часі	61
Висновки:	69
3 ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ	71
3.1 Огляд і класифікація методів прогнозування	73
3.1.1. Статистичні методи	76
3.1.2 Методи, засновані на нечіткій логіці	80
3.1.3 Методи машинного навчання	80
3.2 Прогнозування режимів розподільних мереж з джерелами розподіленої генерації	84
3.2.1 Особливості прогнозування електричного навантаження при задачі вибору оптимальної конфігурації розподільних мереж	84

3.2.2 Оцінка впливу джерел розподіленої генерації на розподільну мережу	86
Висновки:	96
4 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗУВАННЯ	98
4.1 Реалізація етапу адаптації методу GradientBoosting на тестовій послідовності для задачі прогнозування електричного навантаження	98
4.2 Реалізація етапу адаптації методу XGBoost на тестовій послідовності для задачі прогнозування електричного навантаження	108
4.3 Реалізація етапу адаптації методу RandomForest на тестовій послідовності для задачі прогнозування електричного навантаження	116
4.4 Результати комп'ютерного розрахунку методами GradientBoosting, XGBoost і RandomForest	127
4.5 Приклад розрахунку з використанням методу нечітких часових рядів	131
Висновки:	137
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	138
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	142

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВДЕ - відновлювані джерела енергії

ОЕС – об'єднана енергетична система

ЛЕП – лінія електропередачі

ПЛ – повітряна лінія

ЕЕС – електроенергетична система

FACTS – гнучкі електропередачі змінного струму

РПН – регулювання під навантаженням

СЕП – система електропостачання

ЕЕ – електроенергія

ЦЖ – центр живлення

РГ – розподілена генерація

ГУ – генеруюча установка

РЗ – релейний захист

ТНР – точка нормального розриву

ВСТУП

Актуальність теми. Нові умови функціонування електроенергетики, підвищення вимог до технологічного стану галузі, надійності систем в більшості розвинених країн визначили необхідність реструктуризації електричних мереж енергосистем на базі інноваційної організаційної структури SMART GRID (інтелектуальних електричних мереж). При цьому реструктуризація має на увазі не тільки оновлення основних виробничих фондів, поточних і інвестиційних активів електричних мереж (провідників, трансформаторів, засобів вимірювання і передачі інформації, комутаційних апаратів, паспортизації і т.д.), але і забезпечення енергетичної та екологічної безпеки, підвищення ефективності (енергетичної та економічної) за рахунок нового типу мереж – «інтелектуальної» енергетики.

Тому в даних умовах одним з основних завдань є розробка розподілених інтелектуальних систем управління, що працюють в режимі реального часу і дозволяють реалізувати нові алгоритми і методики управління енергосистемою, включаючи управління її активними елементами.

Задачам оптимального управління режимами мережі присвячені роботи таких науковців як Фурсанов М.І., Маркушевич Н.С., Паздерін А.В., Кучеров Ю.Н., Єрошенко С.А., Праховник А.В. та ін. Отже задача оптимального керування режимами розподільних мереж є актуальною темою досліджень.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація була підготовлена відповідно до науково-дослідного плану кафедри електропостачання Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського».

Метою дослідження є розробка методики та алгоритму оптимальної реконфігурації розподільної мережі в режимі реального часу при умові

мінімізації втрат активної потужності та енергії з використанням моделі адаптивного прогнозування електричного навантаження.

Для досягнення поставленої мети були вирішені наступні **завдання**:

- аналіз класичних задач керування режимами розподільних мереж;
- аналіз роботи розподільних мереж з джерелами РГ;
- вибір оптимальних конфігурації мережі побудованих по петлевій схемі;
- розробка алгоритму реконфігурації розподільної мережі в режимі реального часу;
- огляд та аналіз методів короткострокового прогнозування електричного навантаження;
- аналіз прогнозування режимів розподільних мереж з джерелами РГ;
- розробка моделі адаптивного прогнозування електричного навантаження для задачі оптимальної реконфігурації розподільної мережі в режимі реального часу.

Об'єктом дослідження є методи короткострокового прогнозування електричного навантаження.

Предметом дослідження є керування режимами розподільної мережі за рахунок реконфігурації в режимі реального часу.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у застосування моделі адаптивного прогнозування, що враховує фактор інформаційної забезпеченості для вирішення задачі зміни топології мережі в режимі реального часу. При цьому зміна топології мережі виконується з метою мінімізації втрат активної потужності і енергії та з урахуванням впливу розподіленої генерації.

Апробація результатів дисертації та публікації. Результати досліджень були оприлюднені на трьох науково-технічних конференціях та включені в збірники праць:

1. The problem of widespread usage of renewable energy sources. Science and Technology of the XXI Century: Proceedings of the XX International Students R&D Conference, 28 November, 2019. – K., 2019. Part II. 216 p.

2. Яценко О.В. «Проблема широкого впровадження відновлюваних джерел енергії». XIX Всеукраїнська науково-методична конференція "Проблеми охорони праці, промислової та цивільної безпеки" – 2018. – с.314-319

3. Прогнозування електронавантаження з використанням методів машинного навчання. XII НАУКОВО-ТЕХНІЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ "ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА".-2020.

1 ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СУЧАСНИХ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Розвиток систем передачі електроенергії в світі останнім часом характеризується їх значним ускладненням, підвищенням їх інтелектуального рівня, активним впровадженням ВДЕ, розподілених джерел енергії, появою кінцевих споживачів з керованим споживанням, а також систем комунікації та систем управління[1]. Ці зміни покликані забезпечити, насамперед, такі переваги, як можливість відповідати цілям державної політики щодо диверсифікації електроенергетики і надання споживачеві великих можливостей вибору при забезпеченні власного електроспоживання. Однак, ці перетворення стикаються з певними проблемами, такими як:

- Участь джерел розподіленої генерації в процесі електропостачання, що ускладнює задачу управління та регулювання енергосистемою.
- Мінливість вихідної потужності сонячних електростанцій, обумовлене тривалістю світлого часу доби, хмарністю і іншими факторами, може призвести до різких змін вихідної потужності і вимагає управління навантаженням в реальному часі. Більш того, різкі зміни вихідної потужності вітрових генераторів, будь то швидкі (секундні) або більш повільні (хвилинні) коливання, можуть впливати на напругу в розподільній мережі (якщо ВДЕ приєднані до розподільної мережі). Крім того, для нейтралізації різких змін генерації вітрових станцій може знадобитися додаткові резерви потужності в системі.
- Реверсивні перетоки, створювані розподіленими джерелами генерації, вимагають перегляду вимог до засобів регулювання напруги і релейного захисту, які проектувалися для випадку односпрямованого перетікання потужності.

- Обмежена пропускна спроможність ліній електропередач змушує ВДЕ знижувати генерацію в періоди максимуму виробництва електроенергії, а збільшення пропускної спроможності за рахунок введення нових мережевих об'єктів стикається з екологічними і регуляторними обмеженнями.

- Енергокомпанії здійснюють пошук нових шляхів продовження терміну використання активів, затримуючи інвестиції в модернізацію систем, підтримуючи при цьому надійне електропостачання за прийнятними для споживачів цінами і з огляду на невизначеність в зростанні навантаження[1,2].

1.1 Стан систем електропостачання в енергосистемах України

Основними характеристиками розподільних мереж України є складна структура, достатньо низький рівень автоматизації та розгалуженість при наявності великої кількості складових частин. В свою чергу розподільні мережі є проміжною ланкою між магістральними мережами та споживачами, що забезпечує їх взаємозв'язок та функціонування. Тому якість їх функціонування напрямку впливає на надійність та ефективність роботи системи електропостачання в цілому[2].

Виходячи з цього основною задачею розвитку сучасних систем розподілу електроенергії в Україні є розробка та модернізація заходів з підвищення ефективності їх функціонування[3].

ОЕС України - це один з найбільших енергетичних об'єднань в Європі на сьогодні, що включає сектор передачі та розподілення електроенергії, налічуючи 40 ліцензіантів на передачу електроенергії місцевими (локальними) електромережами та 147 ліцензіантів на поставку електроенергії[4]. Станом на початок 2019 року система розподілу електроенергії в Україні має понад 1 мільйон км. повітряних та кабельних ліній напругою 0,4 - 150 кВ та близько 200 тис. трансформаторних підстанцій 6 - 150 кВ.

Стан розвитку мереж на сьогоднішній день[4,5] описується такими негативними факторами, як:

- незадовільний стан значної частини обладнання електромереж, більшість з якого відпрацювала термін технічного обслуговування, передбачений технічною документацією та спричиняють значні втрати електроенергії, недостатню надійність під час роботи мережі та потребують заміни;

- недостатній ступінь автоматизації (ступінь забезпечення пристроями автоматичного керування режимами становить менш, ніж 50%, що спричиняє значні експлуатаційні витрати);

- складнощі при приєднанні нових споживачів, при наявності розподіленої генерації, забезпечення підключення електрообладнання, електротранспорту, що спричинено проблемою застарілих електричних мереж, переріз яких не відповідає сучасним навантаженням;

- низька якість електропостачання споживачів (незадовільний технічний стан розподільних електромереж стимулює збільшенню індексу середньої тривалості відключень (SAIDI) та показника середньої частоти відключень в системі (SAIFI) - тривалість перерв живлення становить від 580 до 870 хвилин по Україні, в той час, як в країнах ЄС - до 40 хвилин);

- недостатня технічна оснащеність розподільних електричних мереж автоматизованими системами обліку електроенергії, який станом на 01.01.2019 становить лише 3%.

Результатом низької якості стану розвитку розподільних мереж України є:

- підвищення втрат електроенергії, які становлять від 12 до 17% для розподільних мереж різних енергетичних компаній;

- зниження надійності електричних мереж;

- зниження ефективності функціонування ОЕС України [5].

Аналіз існуючих електричних мереж [5] вказує на фізичну і моральну зношеність електрообладнання (вік деякого обладнання сягає 50-70 років). Внаслідок застарілої технічної бази для наших розподільчих електричних мереж стала звичною висока втрата електроенергії. На якості передачі електроенергії кінцевому споживачу позначається і низький рівень автоматизації[6].

В даний час в Україні склалося так, що в ланцюзі «виробництво - передача - постачання - споживач» електроенергії найменше уваги приділяють розподільним електричним мережам напругою 0,4-35 кВ, що є причиною їх неефективної роботи і уповільнює розвиток цих мереж, призводить до прискореного зносу і суттєвих труднощів, щодо приєднання до них нових потужностей споживачів.

Ефективність економіки України напряму залежить від працездатності розподільних електричних мереж середнього і низького рівня напруги. Адже електропостачання 15 млн одиниць різних груп споживачів (промисловість, ЖКГ, сільське господарство, побут і т.п.) здійснюється від цих мереж, протяжність яких становить 92% від довжини мереж всіх класів напруги, а потужність розподільних установок, до яких приєднані безпосередньо зазначені споживачі, становить понад 52% встановленої потужності на трансформаторних підстанціях всіх електропередавальних організацій України [6, 7].

Понад 40% ліній електропередачі знаходяться в незадовільному технічному стані, потребують капітального ремонту, реконструкції та заміни. Електрообладнання підстанцій напругою 6-35 кВ відпрацювало вже 2 терміни служби, задекларованих нормативними документами. При цьому конструкція комутаційних апаратів цих підстанцій, особливо короткозамикачів, відокремлювачів, роз'єднувачів, бакових і горшкових масляних вимикачів, а також схеми релейного захисту та автоматики, побудованих на

електромеханічних реле і інших застарілих електротехнічних пристроях, вимагають термінового зняття з експлуатації, особливо, при наявності в достатній кількості аналогічного високотехнологічного електрообладнання і пристроїв, в тому числі вітчизняного виробництва.

За рік відбувається в середньому понад 2000 аварійних відключень ПЛ 35 кВ. Питома величина аварійних відключень ПЛ 35 кВ складається на рівні 3 відкл./100 км [7].

Аварійні відключення ПЛ 6-10 кВ складають понад 13000 відключень в рік. Питома величина аварійних відключень ПЛ 6-10 кВ знаходиться на рівні 10 відкл./100 км. Перевищення цього показника на ПЛ 6-10 кВ відносно ПЛ 35 кВ досягло 3,3 рази, що пояснюється, в основному, більшою вразливістю ліній 6-10 кВ стихійними явищами. Так, наприклад, в середньому в рік на ПЛ 35 кВ припадає 20% випадків відключень через стихійних явищ, а на ПЛ 6-10 кВ - 58% випадків[7, 8].

Середній показник тривалості відключень одного споживача (SAIDI) в Україні знаходиться в межах 1200 хв на рік, що в 64 рази перевищує аналогічний показник, наприклад, в електромережах Південної Кореї, яка має найкращий рівень цього показника в світі, а саме 18,6 хв.

Що стосується показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то він в Україні становить 5,4 і перевищує аналогічний показник електромереж тієї ж Південної Кореї в 12 разів.

Недовідпуск електроенергії в електричних мережах напругою 35 кВ становить 5,5%, в електромережах 6-10 кВ досягає 76%, в мережах 0,4 кВ - 18,5% загального обсягу недовідпуску електроенергії [6-8].

Наведені аналітичні дослідження зазначених вище величин дають підставу вважати, що електричні мережі класу напруги 35 кВ мають значно вищі основні

техніко-економічні показники, ніж електромережі класом напруги 6-10 кВ і є досить потужно розвиненим сегментом в цілісній системі розподілу і постачання електроенергією споживачів, особливо сільськогосподарського призначення, малого і середнього бізнесу.

Інший висновок, який можна зробити за вказаними вище аналітичними показниками - необхідність проведення роботи з реновації та розвитку електричних мереж 0,4-35 кВ з обов'язковим застосуванням передових світових і вітчизняних напрацювань в області електроустаткування і нових підходів до побудови схем електропостачання споживачів на цих класах напруги. На сьогодні ж реалізація інвестиційних програм енергопостачальними компаніями, що формуються в основному за рахунок тарифів на електроенергію, здійснюється за принципом локального усунення проблем з елементами «новизни», без будь-яких серйозних комплексних напрацювань, техніко-економічних обґрунтувань варіантів підвищення надійності і економічності роботи електричних мереж на довгострокові терміни [9].

Положення Технічної політики в розподільних електричних мережах України щодо необхідності при проектуванні нових і реконструкції існуючих об'єктів переходити на більш високу ступінь номінальної напруги (з 6-10 кВ на 20-35 кВ), а також досить високі технічні і конструктивні характеристики електрообладнання, засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики на класи напруги 6-10 і 35 кВ дають повне право на початок перегляду підходів до побудови схем електропостачання споживачів, передача і розподіл електричної енергії до яких здійснюється електричними мережами напругою 0,4-35 кВ.

Особливо це актуально в світлі реалізації Енергетичної стратегії України до 2030 року, незважаючи на те, що питанню реновації та розвитку розподільних електричних мереж, приділено недостатньо уваги, в тому числі концептуальним напрямкам розвитку цих мереж, а й передбачені їх непаритетні

темпи розвитку в порівнянні з іншими галузями паливно-енергетичного комплексу [10].

Основні концептуальні положення нових підходів до побудови розподільних електричних мереж напругою 0,4-35 кВ полягають в наступному:

1. Замість магістралей електричних мереж напругою 6-10 кВ споруджуються магістралі і перемички електричних мереж 35 кВ з урахуванням їх пропускної спроможності. За допомогою вакуумних реклоузерів 35 кВ формуються замкнуті схеми електропостачання з приєднанням магістралей 35 кВ до різних джерел живлення з заведенням їх до кожного перспективного населеного пункту.

2. Неперспективні населені пункти живляться відгалудженнями від магістралей (перемичок) 35 кВ шляхом приєднання існуючих електромереж 6-10 кВ до найближчих спрощених розподільних установок напругою 35/10 кВ.

3. У населених пунктах встановлюються спрощені транзитні і тупикові розподільні установки 35/6-10 кВ, 35/6-10/0,4 кВ та 35/0,4 кВ на базі вакуумних реклоузерів напругою 35 кВ.

4. Підприємства малого і середнього бізнесу приєднуються до електричних мереж 35 кВ за схемою «глибокий ввід».

5. Функції існуючих електричних мереж 6-10 кВ звужуються до розподілу енергії в основному між побутовими споживачами населеного пункту з влаштуванням за допомогою вакуумних реклоузерів 10 кВ кільцевих схем з АВР і спрощених стовпових трьох- і однофазних трансформаторних пунктів.

6. Електричні мережі 0,4 кВ будуються протяжністю до 0,5 км з прилаштуванням їх на опорах електромережі 6-10 кВ і використанням спрощених розподільних установок 35/0,4 кВ, 6-10/0,38 кВ і однофазних трансформаторів 10/0,22 кВ.

7. Автоматизована система управління електричною мережею напругою 6-35 кВ здійснюється за допомогою вакуумних реклоузерів на ці класи напруг, які забезпечені засобами релейного захисту та автоматики, а також відповідним програмним забезпеченням, яке здійснює децентралізоване управління автоматикою розподільних електричних мереж з веденням в реальному часі протоколів по параметрам їх роботи, згідно з вимогами нормативних документів для таких систем.

Принципово нові підходи до побудови розподільних електричних мереж напругою 0,4-35 кВ надають можливість:

1. Зробити перший крок до створення інтелектуальних електричних мереж 0,4-35 кВ, що забезпечить безперебійне, якісне і економічно ефективне електропостачання споживачів.

2. Зменшити протяжність електромережі 0,4 кВ і 6-10 кВ в порівнянні з їх обсягами, що знаходяться в експлуатації на початок 2019 року.

3. Істотно знизити фінансові витрати на будівництво і обслуговування електромереж 0,4-35 кВ за рахунок оптимізації їх протяжності і застосування спрощених схем розподільних установок з новітнім, більш надійним електрообладнанням і пристроями, що мають низькі показники витрат на монтаж і обслуговування.

4. Довести величину технологічних втрат електроенергії в електромережах 0,4-35 кВ до рівня 5-6% обсягу її відпуску, при сьогоdnішньому рівні - 12%, шляхом використання в схемах електропостачання споживачів більш високого класу напруги, забезпечення оптимальних режимів роботи і кількісних і якісних показників електромережі.

5. Зменшити втрати напруги і втрати потужності за рахунок впровадження мереж напругою 35 кВ замість мережі напругою 10 кВ.

6. Забезпечити індекс середньої тривалості перерв в електропостачанні (SAIDI) і індекс середньої частоти перерв в електропостачанні (SAIFI) електричних мереж 0,4-35 кВ, а також показники аварійності на рівні світових стандартів за рахунок впровадження більш стійких до зовнішнього впливу магістралей 35 кВ, переміщення ПЛ 6-10 кВ з «польових» умов в більш комфортні - «населені пункти», їх секціонування, а також застосування новітнього електроустаткування, матеріалів і оптимізації проектних рішень[11].

1.2 Перспективи впровадження концепції Smart Grid в системах розподілу електроенергії

Закономірності зміни умов розвитку і функціонування ЕЕС призводять до істотних трансформацій в її структурі і режимах роботи. Ці трансформації зумовлені низкою об'єктивних факторів, які визначають вигляд ЕЕС майбутнього. Тривають збільшення масштабів ЕЕС, розширення обслуговуваних ними територій, об'єднання для спільної роботи різних ЕЕС з формуванням міжрегіональних, міждержавних і міжконтинентальних енергооб'єднань. Триває розвиток агломерацій навколо великих міст, обумовлених формуванням в них центрів державного та господарського управління, зосередження в них високотехнологічних виробництв, фінансових ресурсів, креативних груп населення, науково-освітнього кластера. Одночасно з цим триває тенденція деурбанізації міських поселень, включаючи винесення за межі міської забудови промислового виробництва і розвиток індивідуального малоповерхового будівництва. На додаток до попереднього триватиме підвищення статусу і життєвого рівня в середніх і невеликих містах. Все це призведе до все більшого розосередження електроспоживання по території при глибокій електрифікації промисловості та побуту для забезпечення зростання якості життя і продуктивності праці [10-12].

Тенденція децентралізації електропостачання розвивається і з боку генерації електроенергії в зв'язку з розширенням використання джерел розподіленої генерації, що підключаються до вузлів розподільної електричної мережі. Ця тенденція обумовлена появою нових високоефективних технологій виробництва електроенергії, які гнучко адаптують ЕЕС до невизначеності попиту на електроенергію. Свій внесок в розподілену генерацію вносять джерела електроенергії, що використовують відновлювані енергетичні ресурси. Нові високоефективні технології набувають все більшого використання і для великих джерел електроенергії. Реально структура генерації майбутніх ЕЕС повинна включати відносно великі генеруючі джерела для постачання електроенергією великих електроємних споживачів і досить високу частку розподіленої генерації електроенергії. Широке поширення в ЕЕС установок розподіленої генерації породжує кілька особливостей. Багато малих генеруючих установок, що використовують газотурбінні технології, працюють на більш високій в порівнянні з промисловою частоті і підключаються до системи через випрямно-інверторні блоки. Аналогічне підключення мають вітроагрегати, що відрізняються до того ж стохастичним характером генерування. В результаті істотно змінюються частотні характеристики генерації в ЕЕС, знижується регулюючий ефект генерації по частоті.

Установки розподіленої генерації мають малі в порівнянні з традиційними генераторами великої потужності постійні інерції ротора і спрощені системи регулювання, що створює проблеми із забезпеченням стійкості ЕЕС. Підключення установок розподіленої генерації до розподільчої електричної мережі радикально змінює її властивості, створюючи проблеми стійкості, формуючи необхідність істотного розвитку і принципової реконструкції систем релейного захисту і автоматики на цьому рівні.

У зв'язку з тенденціями розвитку і розміщення генерації і споживання електроенергії суттєво зміниться в майбутньому і електрична мережа. З урахуванням нових технологій в перетворювальній техніці на основі силової електроніки, зниження вартості, підвищення надійності та забезпечення високої керованості електропередачі постійним струмом отримають суттєвий розвиток в передавальній електричній мережі. Одночасно широке використання пристроїв, які формують на основі використання силової електроніки гнучкі електропередачі змінного струму (FACTS), радикальним чином підвищить керованість передавальної мережі змінного струму [12]. Нові технології, включаючи використання пристроїв FACTS, істотно підвищать надійність і керованість розподільної електричної мережі.

Зростання електроспоживання при розосередженні генеруючих джерел і споживачів по території призводить до збільшення щільності передавальних і розподільних електричних мереж. В цілому з урахуванням зазначених факторів електроенергетичні системи майбутнього все в більшій мірі будуть отримувати функції і властивості інфраструктурних систем (свого роду «електричного інтернету»), які теоретично будуть в змозі надавати споживачеві електроенергію в необхідному місці, необхідної якості та надійності електропостачання та за прийнятною ціною.

Спостерігається тенденція зростання частки нових електроприймачів з новими навантажувальними характеристиками [13]. До таких електроприймачів відносяться всі електроустановки, які живляться через сучасні блоки живлення - випрямлячі плюс стабілізатори й випрямлячі плюс інвертори. Це частотно-регульований електропривод, вся комп'ютерна, офісна та побутова техніка з імпульсними джерелами живлення, світлодіодне освітлення і т.п. Відмінною їх особливістю є незмінна величина споживаної активної потужності при зміні в широкому діапазоні величини і частоти напруги в мережі живлення (деякі

електроприймачі забезпечують незмінність навантаження навіть при зниженні рівня напруги до 30% від номінального). Якщо традиційні споживачі при зниженні величини напруги живлення знижують своє споживання, тим самим забезпечуючи регулюючий ефект навантаження, то нові споживачі при зниженні величини напруги живлення збільшують струм при збереженні незмінної активної потужності, а з урахуванням втрат в розподільчій електромережі це призводить до зростання активної і реактивної потужності навантаження. Відповідно, при зростанні загальної частки нових електроприймачів буде знижуватися регулюючий ефект навантаження по напрузі в ЕЕС.

Ситуація ускладнюється широким застосуванням сучасних трансформаторів з РПН, в тому числі в розподільній електричній мережі, в результаті чого рівні напруги на шинах споживачів стають відносно стабільними і відповідають нормативним вимогам, але при аварійних умовах в магістральних і розподільних електричних мережах замість зниження напруги на шинах споживачів (і, як наслідок, зниження активного і реактивного навантаження) має місце перевантаження, збільшення втрат в мережі і істотне зростання споживаної з мережі реактивної потужності.

Ще однією проблемою є те, що все більше число електроприймачів зберігають незмінною споживану потужність при зміні частоти в мережі живлення. До таких електроприймачів відносяться не тільки згадані вище нові споживачі, а й більшість нагрівальних елементів, які використовуються для електроопалення. При цьому знижується як сумарна потужність, так і загальна частка навантаження, безпосередньо підключеного до електричної мережі змінного струму (без частотних перетворювачів), яка забезпечувала б регулюючий ефект навантаження по частоті для всієї ЕЕС.

Ще один важливий новий фактор для майбутніх ЕЕС - поява активних споживачів [14], які самостійно керують власним електроспоживанням балансується в залежності від цінових умов на роздрібному ринку електроенергії шляхом перенесення споживання електроенергії деякими електроприймачами з періодів з високою ціною електроенергії на періоди з низькою ціною. Таке незалежне від диспетчерського графіка управління навантаженням активних споживачів створює проблеми для управління режимами ЕЕС внаслідок невизначеності електроспоживання активними споживачами. Тому перспективним є взаємодія ЕЕС і споживачів зі спільного управління режимами системи з використанням регулювальних можливостей споживачів.

Істотна зміна властивостей майбутніх ЕЕС відбудеться в результаті масового поширення систем зберігання електричної енергії, технології яких вже зараз мають промислове застосування [15]. Характерно те, що системні накопичувачі електричної енергії мають високоефективні швидкодіючі системи управління на базі силової електроніки, що можуть внести свій вклад в забезпечення керованості ЕЕС.

Велика частка накопичувачів електричної енергії очікується на базі електромобілів, які при масовому їх використанні істотно змінять вигляд і режими роботи майбутніх ЕЕС.

З урахуванням зазначених тенденцій все більшого поширення електроприймачів і систем зберігання електроенергії, що живляться на постійному струмі через перетворювальні елементи, можна очікувати перехід до формування живлячих розподільних електричних мереж на постійному струмі при розміщенні загальних перетворювальних установок з змінного струму на постійний на живильних підстанціях [14,15].

Перераховані нові навантажувальні характеристики споживачів, накопичувачів і генерації майбутніх ЕЕС істотно змінять властивості і керованість систем. Існуючі принципи управління режимами в традиційних ЕЕС ґрунтуються на використанні регулюючого ефекту навантаження і частотних характеристиках генерації. За рахунок зазначених ефектів сучасні ЕЕС мають внутрішню стійкість, а системи управління впливають при виході режимних параметрів за певні межі. У зв'язку зі зміною властивостей майбутніх ЕЕС їх внутрішня стійкість багато в чому трансформується, внаслідок чого традиційні принципи управління режимами ЕЕС вимагатимуть істотної модифікації і розвитку.

Практично у всіх країнах світу в якості державної політики технологічного розвитку електроенергетики та ЕЕС майбутнього оголошена концепція інтелектуальної енергосистеми (Smart Grid)[20]. Ця концепція базується на інтеграції кількох інноваційних напрямків у всіх ланках від виробництва до споживання електроенергії, а саме [16]:

- інноваційні технології та установки для виробництва, зберігання, передачі, розподілу та споживання електроенергії;
- високоефективні засоби і технології вимірювання, збору, обробки, зберігання, передачі та візуалізації інформації;
- прогресивні інформаційні та комп'ютерні технології, в тому числі Інтернет;
- високоефективні методи моніторингу і управління на базі сучасних підходів теорії управління;
- активні споживачі.

Розвиток майбутніх ЕЕС на технологічній базі інтелектуальної енергосистеми дозволить багато в чому нівелювати перераховані вище потенційно негативні тенденції в зміні властивостей ЕЕС. У той же час вже

зараз виникають, а в майбутньому будуть загострюватися нові проблеми, пов'язані з необхідністю посилення координації управління режимами ЕЕС на різних рівнях, підвищення ефективності управління, забезпечення надійності самої системи управління режимами ЕЕС. Особливої гостроти набувають питання інформаційної та кібербезпеки для моніторингу та управління ЕЕС [16, 17].

Все викладене вимагає серйозних глибоких досліджень по вивченню властивостей майбутніх ЕЕС, розробці принципів і методів їх формування з урахуванням мінливих умов, управління їх режимами в нормальних і аварійних ситуаціях, а також систем диспетчерського та автоматичного управління режимами майбутніх ЕЕС [18].

1.3 Світовий досвід розвитку сучасних систем електропостачання

Державна політика, економіка і технологічні інновації сприяють швидким змінам в електроенергетичній системі [19]. Енергосистема просувається до мети забезпечення надійної електроенергії за рахунок все більш чистих і недорогих ресурсів. Система електропостачання швидко перейшла на нову систему двостороннього потоку електроенергії і продовжує рухатися вперед (рис.1.1)[20].

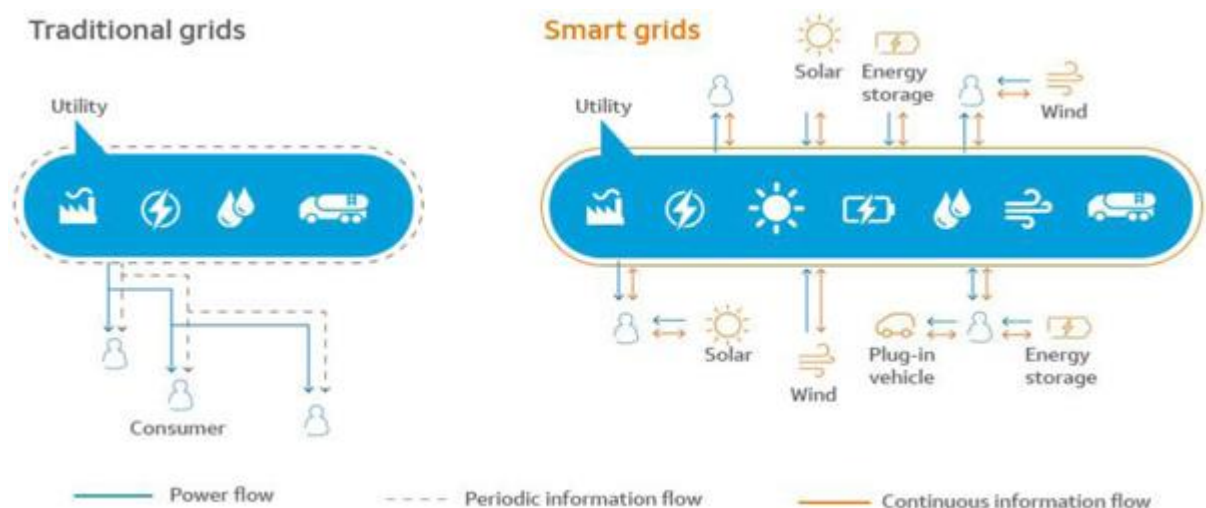


Рисунок 1.1 – Концепція інтелектуальних мереж в порівнянні з традиційними

Перехід до нової моделі в електроенергетиці Сполучених Штатів та інших країнах призвело до появи оптових ринків електроенергії. Конкуренція перенесла ризик з платників податків на інвесторів, знизилася витрати і сприяла швидким інноваціям. Поява ринків і екологічної політики призвело до значних змін в паливній структурі генеруючих станцій, які перейшли від вугільної та ядерної енергетики до використання високоефективних агрегатів з комбінованим циклом, що працюють на природному газі. Існує напруженість між оптовими ринками електроенергії та державною політикою, яка субсидує або іншим чином стимулює використання відновлюваних ресурсів, енергоефективність та реагування попиту. Однак економіка цих технологій стає все більш сприятливою, і їх застосування призвело до зниження витрат для споживачів і підвищення екологічної стійкості. Останні тенденції сприяють появі доступу споживачів до роздрібного ринку і навіть ринків збуту, які пропонують більше вибору для споживачів і бізнес-можливостей, але ускладнюють управління електричною мережею. Регуляторна реформа продовжує стимулювати зміни в електроенергетиці [21,22].

Зміни в регуляторній політиці стимулювали подальший технологічний розвиток галузі. Internet of Things (IoT) полегшує вибір клієнтів, якими можна управляти локально, віддалено або автоматично, і дозволяє змінювати поведінку і очікування споживачів [22]. Розподільна система була спочатку спроектована і побудована для обслуговування пікового попиту і пасивної подачі енергії через радіальну інфраструктуру. Однак сьогодні багато клієнтів все частіше використовують мережу як засіб для балансування свого власного виробництва і попиту, а також в якості резервного джерела, коли їх локальне виробництво недоступно. Все більше і більше клієнтів стають про'юмерами і

розраховують доставити надлишкову генерацію назад в мережу і отримувати за це плату без обмежень на їх виробництво. Проте, клієнти як і раніше очікують, що мережа буде доступна для подачі електроенергії, коли їм це необхідно. Ці конкуруючі інтереси кардинально змінили роботу електричної розподільної системи[23].

Цифрова революція також проявляється в значному поліпшенні обладнання для моніторингу та управління в традиційній енергетичній системі. Крім того, інноваційні методи аналізу дозволили операторам енергосистеми швидше усвідомити ситуацію. Досягнення в галузі матеріалознавства та управління привели до нових застосувань силової електроніки. Одним із прикладів нової технології є інтелектуальні інвертори для фотоелектричних систем, які можуть активно взаємодіяти з системою розподілу.

Інновації в області сонячної і вітрової генерації та накопичення енергії привели як до підвищення продуктивності, так і до зниження втрат [22,23]. Збільшення продажів, а також технологічні досягнення знизили ціни на сонячні батареї. Деякі штати в Сполучених Штатах Америки, такі як Каліфорнія і Нью-Йорк, а також такі країни, як Німеччина, Іспанія та Австралія, ставлять перед собою амбітні цілі щодо досягнення високих рівнів проникнення відновлюваної генерації і розподілених енергоресурсів в найближчі роки. Нормативна політика, така як система чистого виміру, може бути використана для стимулювання зростання фотоелектричних установок. Система чистого виміру дозволяє споживачам продавати надлишкову електроенергію в мережу і субсидує власників для впровадження фотоелектричних панелей. Проте, навіть споживачі, які можуть досягнути нульового рівня споживання за рахунок цієї системи, часто будуть використовувати енергосистему в хмарні дні і вночі, все ще сподіваючись на доступність розподільної мережі. Проте політика системи чистого виміру змушує клієнтів, у яких немає сонячних батарей, субсидувати

тих, хто їх має, оскільки витрати на розширення і обслуговування розподільчої системи включені в базу тарифів. Тому споживачі, які споживають більше електроенергії з традиційної мережі, несуть непропорційно велику частку витрат на інфраструктуру[24].

Штат Невада, який має один з найвищих ресурсів сонячної радіації в Сполучених Штатах, має агресивний renewable portfolio standard (RPS), який передбачає збільшення генерації за рахунок відновлюваної енергії на 25% до 2025 року. Крім того, дуже конкурентоспроможні ціни на сонячні батареї комунального масштабу сприяли прийняттю угод про покупку електроенергії в Неваді для досягнення цілей RPS [25]. У відповідь Невада змінила свою програму обліку «зеленої» електроенергії, щоб зменшити стимули для нових сонячних проєктів на даху. І навпаки, Флорида відхилила поправку відносно сонячних батарей на даху, яка могла б збільшити фінансування комунальної інфраструктури за рахунок додаткових зборів зі користувачів сонячних панелей на даху в їх рахунках за електроенергію. Ці приклади несумісних підходів до сонячної енергії вказують на необхідність того, щоб регулятори розглядали питання про те, як монетизувати використання мережі. Нові підходи повинні будуть враховувати витрати як на енергоспоживання, так і на розвиток інфраструктури розподільчої системи для подальшого зростання використання сонячних установок [23-25].

Одним з основних чинників в Сполучених Штатах був достаток природного газу, так як більша частина потужності нових електростанцій, збудованих в останні два десятиліття, залежали від природного газу для вироблення електроенергії. Ця тенденція супроводжувалася значним виходом з експлуатації вугільних і атомних електростанцій, які вважаються менш економічними, ніж природний газ. У недавньому Звіті Міністерства енергетики США Секретарю по ринках електроенергії та надійності рекомендувалося, щоб

всі джерела енергії були оцінені за їх реальною вартістю. Тому поширення сонячної енергії, стимульоване ззовні, може сповільнитися, за винятком штатів з агресивними RPS і сприятливим середовищем відновлюваної генерації (таких як Каліфорнія, Нью-Джерсі, Нью-Йорк і Гаваї). У той же час, оскільки сонячні енергосистеми загального користування досягли паритету з природним газом на ринках з високими вітровими/сонячними ресурсами, а економіка сонячної і вітрової енергетики продовжує зростати, очікується, що скасування субсидій не зробить істотного впливу на їх конкурентоспроможність по відношенню до газу [26].

Приведені приклади стосуються США, проте в будь-якій електричній системі по всьому світу необхідно враховувати обмеження, щоб впровадження відновлюваних технологій і зміна видів палива не підривали надійність і стійкість електричної мережі. У всьому світі електроенергетика повинна надійно забезпечувати споживачів електроенергією з урахуванням природоохоронної політики і економічних міркувань і при цьому гарантуючи, що ця зміна не матиме негативного впливу на надійність і стійкість електроенергетичної системи [27].

При досягненні цих цілей ключовим питанням є об'єми інвестування в мережу, оскільки все більше систем розподілених енергоресурсів обслуговують споживачів, не використовуючи мережу протягом тривалих періодів часу. Це може мати негативний вплив на надійність і безпеку обслуговування споживачів, якщо мережі передачі і розподілу недоступні або не здатні забезпечити резервування за рахунок джерел розподіленої генерації. Тому виникає необхідність підвищити здатність системи передачі і розподілу електроенергії приймати і забезпечувати розподіл більших обсягів енергії отриманої від джерел розподіленої генерації.

Модернізація мережі і поширення впровадження джерел розподіленої генерації, безумовно, взаємопов'язані, але останнє не є обов'язковою вимогою для першого. Компанії, такі як Common wealth Edison (ComEd) і Center Point, які працюють на територіях обслуговування з початковими рівнями проникнення джерел розподіленої генерації, успішно реалізували ініціативи з модернізації мережі з метою підвищення надійності, відмовостійкості та ефективності системи, задоволення зростаючих очікувань щодо обслуговування клієнтів і заміни базової застарілої інфраструктури. Наприклад, Закон про модернізацію енергетичної інфраструктури, що передбачає розгортання 2600 інтелектуальних комутаторів і 4 мільйонів інтелектуальних лічильників, зміг уникнути більше 4,8 мільйонів перерв в роботі клієнтів з 2012 року. Додатковою перевагою цієї модернізованої інфраструктури буде сприяння переходу до нової парадигми, яка включає в себе високий рівень проникнення джерел розподіленої генерації[25-26].

Комунальні підприємства, що працюють в таких штатах, як Каліфорнія і Гаваї, активно просувають впровадження джерел розподіленої генерації для досягнення цілей RPS і стрімкого просування до модернізованої розподільчої мережі. Крім того, оскільки масштабніше впровадження джерел розподіленої генерації є неминучим, на цих ринках постійне удосконалення і модернізацію мереж слід вважати необхідними інвестиціями для забезпечення нормальної роботи сучасних і майбутніх розподільних систем.

Електроенергетика стикається з серйозними проблемами для досягнення балансу при роботі енергосистем. Успішна інтеграція відновлюваних джерел енергії відкриває можливості для більш чистого навколишнього середовища, але ставить питання, які включають в себе збільшену потребу в регулюванні, нарощуванні та управлінні генерацією на базі ВДЕ. Застосування технологій HVdc і FACTS надають рішення для підвищення гнучкості системи, але вони

можуть додатково ускладнити роботу мережі і планування їх розвитку. Потреба в управлінні мережею посилюється масштабним зростанням вимог до енергоефективності та попиту з використанням інверторних технологій, в тому числі застосування електромобілів. Збільшення попиту на енергоресурси і регулювання попиту представляють додаткові зміни в розподільчій системі, які повинні працювати з потоками енергії в двох напрямках.

Мікромережі - це відносно нова структура в енергетиці. Вважається, що вони забезпечують надійність і відмовостійкість, але при цьому також значною мірою змінюють фізичні характеристики мережі [26,27].

Досягнення в області технологій дозволяють вирішити проблеми, пов'язані з мережею майбутнього (рис.1.2) [28]. Технологічні механізми для модернізації мережі включають:

- Модернізація апаратної та елементної бази пристроїв, які використовуються для генерації та акумуляції енергії з відновлюваних ресурсів;
- Удосконалення процесів моніторингу, збору, обробці та зберіганню даних про стан та режими роботи мережі.
- Привнесення електронних технологій і пристроїв в мережу, перетворення перехідної пасивної, електричної та електромеханічної мережі в активну, електронну, електричну і електромеханічну мережу з динамічним управлінням.

Existing Electrical Power Components

New Electrical Power Components

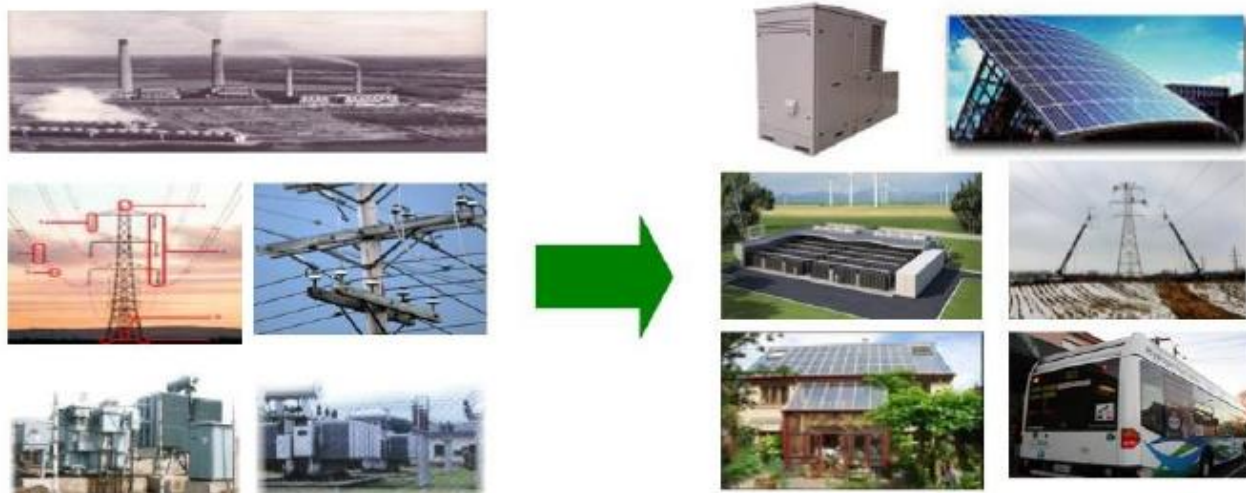


Рисунок 1.2 – Перехід від існуючих до нових компонентів електричної системи

Ефективність центральних електростанцій, що працюють на викопному паливі, продовжує поліпшуватися. Комбіновані цикли та інші типи генераторів, що працюють на природному газі, з тепловою потужністю менше 5800 БТО / кВт*год нині є нормою. Ці генеруючі блоки також забезпечують поліпшену гнучкість, таку як можливість швидкого запуску, яка полегшує інтеграцію джерел розподіленої генерації. Розвиток генераторів, що працюють на природному газі, прискорює відмову від менш ефективної генерації на вугіллі та нафті, що знижує викиди вуглецю [25-28].

Гідрогенератори забезпечують відновлювану енергію, але стикаються з усе більш жорсткими екологічними обмеженнями, які можуть обмежувати роботу традиційних технологій. Інноваційні гідротехнічні конструкції, в яких використовуються приводи з регульованою швидкістю, забезпечують гнучкість і підвищену ефективність роботи. Інші нові гідротехнології включають морські і гідрокінетичні типи станцій, які ловлять приливну і поточну потужність океанів; водовід, який розміщує турбіни в існуючих водних шляхах, таких як

канали, де може бути мінімальний вплив на навколишнє середовище; і невелика ГЕС, яка може використовувати існуючу інфраструктуру греблі [28,29].

Розвиток вітрової та сонячної енергетики є дуже суттєва зміна в традиційному поєднанні ресурсів. Обидва виробляють енергію без викидів при капітальних витратах, які продовжують стрімко падати. Широке впровадження цих ресурсів на великих територіях знижує загальну мінливість, генерації на рівні всієї енергосистеми. Сучасні конструкції покращують ефективність і термін служби вітряних і сонячних ресурсів і знижують витрати на їх технічне обслуговування. Важливі інновації в засобах управління покращують характеристики напруги і частоти і сприяють загальному розвитку ресурсів. Розвиток нових методів вітрової, морської вітрової та сонячної технологій триває швидкими темпами.

HVdc і FACTS використовують силову електроніку і, як очікується, їх обсяг буде рости в геометричній прогресії. Установки HVdc задовольняють наступним вимогам[26]:

- мережева керованість реальною потужністю, напругою і допоміжними елементами управління, що забезпечують регулювання частоти і демпфування динамічних коливань і коливань стійкості перехідного процесу;
- асинхронні з'єднання;
- передача на великі відстані;
- обхід перевантажених ділянок та подача живлення в окремих точках;
- мінімізація високих значень струмів короткого замикання.

Мережі HVdc стануть більш поширеними з використанням автоматичних вимикачів HVdc і нових схем управління. Органи управління HVdc тепер можуть імітувати реакцію ланцюга змінного струму, змінюючи потоки на випадок непередбачених обставин (рис.1.3) [31].



Рисунок 1.3 – Сучасна HVDC установка

Традиційно заміна існуючих ЛЕП засобами з більш високою напругою дозволила збільшити передачу потужності. Останні тенденції показують, що перетворення довгих ланцюгів змінного струму в HVdc може бути економічним рішенням. Кілька інших нових методів досягнення передачі більшої потужності при обмежених зонах відчуження включають використання наступних рішень[29]:

- компактна конструкція, яка може збільшувати напругу і забезпечувати більш високі рівні імпульсного опору і підвищені теплові характеристики;
- нові типи повітряних провідників, які мають більш високу пропускну здатність;
- підземні кабелі, які можуть навіть надпровідниками, які є екологічно чистими і зручними для розміщення;
- технології, які дозволяють оцінювати стан ліній, особливо для інтеграції вітропарків.

Застосування нових технологій в обладнанні підстанцій дозволяє краще використовувати наявні засоби передачі електроенергії. Нові матеріали та інноваційні конструкції дозволили знизити витрати на підстанції і негативний вплив на навколишнє середовище. Нові підстанції з обладнанням з газовою ізоляцією більше не повинні використовувати тільки гексафторид сірки, який є потужним парниковим газом. Постійний моніторинг дозволить більш ефективно використовувати існуючі засоби і підвищити надійність, що стає все більш важливим для старіючої інфраструктури. Використання нових конструкцій розрядників також допомагає захистити обладнання і, отже, продовжити його термін служби [30].

Вдосконалені систем автоматизації, такі як пристрої виявлення пошкодження ізоляції і відновлення роботи ліній впроваджуються в системах розподілу електроенергії для підвищення надійності. Тому для таких схем автоматизації проводиться моніторинг та контроль в режимі реального часу за допомогою систем диспетчерського контролю та збору даних (SCADA). Автоматизація процесів розподілу може також забезпечити умови для впровадження джерел розподіленої генерації, забезпечуючи наглядність і гнучкість, які необхідні для їх функціонування.

Інтелектуальні інвертори, які мають чотирьохквADRантні зовнішні характеристики, пов'язані з використанням засобів розподіленої генерації, в тому числі з системами акумулювання енергії, дають можливість відносно недорогої підтримки напруги і контролю коливань напруги в розподільчій системі. Але, відсутність будь-якої бізнес-моделі для компенсації власникам джерел розподіленої генерації додаткових витрат на інтелектуальний інвертор може уповільнити їх прийняття [26-28].

Існує нагальна потреба в більш детальній візуалізації та моніторингу роботи систем розподілу і джерел розподіленої генерації через IoT. Необхідні

комплексні інструменти включення розподільних мереж низької напруги в стандартні моделі розподільних систем. Вкрай важливо не тільки збільшити моніторинг розподільних систем в режимі реального часу і майже в реальному часі (наприклад, з використанням синхронізованих вимірів GPS), але також мати можливість оцінювати і запобігати потенційним збоям в обслуговуванні і порушенням, пов'язані з роботою джерел розподіленої генерації.

Випадковий характер виникнення короткого замикання означає, що адаптивне управління та захист стають більш важливими. В цілому, параметри захисту повинні будуть динамічно і автоматично змінюватися при зміні умов експлуатації, особливо при більш високих рівнях проникнення джерел розподіленої генерації. Це буде можливим тільки з використанням сучасних мікропроцесорних реле. Розширені схеми захисту і контролю повинні оцінюватися для декількох сценаріїв, таких як:

- зміна умов експлуатації джерела живлення в залежності від зміни навантаження та генерації ВДЕ, включаючи різну направленість потоків енергії;
- зміна топології системи розподілу відповідно до схеми автоматизації;
- можливість швидко усунути несправність і відновити електропостачання;
- виявлення та усунення несправностей як в режимі з підключенням до розподільної мережі, так і в автономному режимі;

Напівпровідникові регулятори напруги і трансформатори - це технології, які можуть допомогти усунути коливання навантаження в зв'язку з широким впровадженням джерел розподіленої генерації [30].

Висновки:

Сучасні системи електропостачання характеризуються все більш складною структурою, що спричинено світовими тенденціями до впровадження

відновлюваних джерел енергії, вимогами до підвищення надійності та якості електропостачання, задоволення зростаючого попиту та потреб споживачів.

Світовий досвід свідчить про безумовно позитивний ефект від переходу до впровадження інтелектуальних мереж, що супроводжується зниженням втрат, підвищенням якості електроенергії, задоволення зростаючого попиту, підвищення продажів на ринку електроенергії. Проте вагомим чинником залишається проблема нормативного та законодавчого регулювання, що виражається у врахуванні ризиків та обмежень при розвитку розподілених електричних мереж.

Аналіз стану системи електропостачання України свідчить про наявність низки проблемних питань, які створюють стримуючий ефект для широкого впровадження концепції SmartGrid. Це, в першу чергу, спричинено незадовільним технічним станом та строком експлуатації повітряних та кабельних ліній, широкого спектру електрообладнання. Іншим чинником являється низький рівень автоматизації, системи моніторингу та обліку, недостатня технічна оснащеність. Як наслідок, недостатня якість електропостачання та незадовільна організація керування режимами мережі створює складності для ефективного впровадження в них розподіленої генерації, у першу чергу, з використанням відновлюваних джерел енергії.

2 КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Міські інтелектуальні електричні мережі представляють собою систему нового покоління [32-34], що дозволяє оперативно і в автоматичному режимі ефективно здійснювати безперебійне електропостачання споживачів при мінімальній участі людського фактору. Це означає, що в перспективі управління режимами міських електричних мереж в умовах SMART GRID в порівнянні з традиційними розумінням і підходами буде зовсім іншим.

Сучасна електрична мережа вважається недосконалою, і її стан постійно поліпшується. Міська мережа SMART GRID «ідеальна», і управління її режимами має здійснюватися тільки при відхиленні реальних експлуатаційних режимів електричних мереж від оптимальних. Досвід, дискусії, аналітичні дослідження і розрахунки показали, що в якості таких критеріїв можна рекомендувати оптимальні (мінімальні) технологічні витрати електроенергії (втрати), коли підтримка ефективних режимів роботи мережі реалізується на основі організаційних і технічних заходів, а в загальному випадку - забезпечує економічно обгрунтоване (мінімальне) значення вартості енергії [34-36]. При цьому необхідно мати на увазі, що сучасні міські мережі активно насичуються розподіленими джерелами малої генерації [35-38]. До них відносять турбіни внутрішнього згоряння, вітроустановки, фотоелектричні установки, електростанції на біомасі, паливні елементи, мікротурбіни, накопичувачі електроенергії, сонячні батареї і т. д.

Системи розподіленої генерації докорінно змінили структуру міських електричних мереж. Якщо раніше споживач отримував електроживлення в основному від двох живильних підстанцій енергосистеми, то в умовах SMART GRID споживач може не тільки отримувати частину електричної енергії від власного джерела живлення, але і працювати в ізолюваному від енергосистеми режимі в межах своєї мікроенергосистеми. Розподілені джерела малої генерації

підключаються до шин трансформаторних підстанцій (ТП) 6-10/0,4 кВ, в тому числі на стороні навантаження, і оснащуються автоматикою для забезпечення синхронної роботи з енергосистемою і підтримки автономних режимів, тому облік таких джерел в задачах управління режимами міських електричних мереж, як традиційних, так і в умовах SMART GRID, стає обов'язковою умовою.

2.1 Задачі керування режимами розподільчих мереж

2.1.1 Класичні задачі керування режимами розподільних мереж

Як об'єкт управління, СЕП міст являють собою досить складні багаторівневі системи, які розвиваються, з великим числом внутрішніх і зовнішніх зв'язків, швидкістю і безперервністю зміни параметрів технологічного процесу виробництва, передачі і розподілу ЕЕ. Стійке функціонування таких систем, витрати на експлуатацію та збитки у споживачів багато в чому визначаються рівнем автоматизації управління параметрами технологічного процесу.

У всьому різноманітті схем і режимів роботи СЕП міст в технологічній схемі постачання електроенергії її споживачів може бути виділений ряд загальних технологічних операцій. Ефективність виконання кожної з них вирішальним чином впливає на техніко-економічні показники систем електропостачання та приєднаних до них електроприймачів. Найнижчою є ефективність операцій з розподілу ЕЕ між окремими споживачами. Втрати ЕЕ на цьому етапі в даний час в кілька разів перевищують втрати на її передачу. За даними [39] втрати енергії в мережах середньої та низької напруги США, Англії, Німеччини, Японії та ін. становлять в даний час 8 і 12%, відповідно, в той час як втрати енергії в мережах високої напруги не перевищують 4% . В

Україні становище ще гірше. Втрати потужності в мережах середньої і низької напруги досягають в середньому 15-20%.

У провідних державах світу (США, Англія, Франція, Німеччина, Японія) вже давно щорічний приріст електроспоживання на 5-10% компенсується не за рахунок зростання генеруючих потужностей, а за рахунок підвищення ефективності технологічного процесу на різних стадіях енергетичного виробництва.

Аналіз фактичного стану СЕП свідчить про те, що на ефективність протікання в них технічних процесів впливає велика кількість чинників: місця установки, потужності і ступеня завантаження устаткування, схеми і параметри мереж, якість та рівень автоматизації процесів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності. Здебільшого зазначені проблеми вирішуються на стадії перспективного та поточного планування режимів роботи мереж [40]. Однак, широкий діапазон в поєднанні з високою швидкістю зміни параметрів режиму СЕП вимагають вирішення завдання на рівні оперативного автоматизованого або автоматичного управління.

Як показує аналіз, автоматичне керування технологічними процесами виробництва, передачі і розподілу ЕЕ в СЕП міст здійснюється в даний час практично тільки на її верхніх рівнях (рис. 2.1) [41].

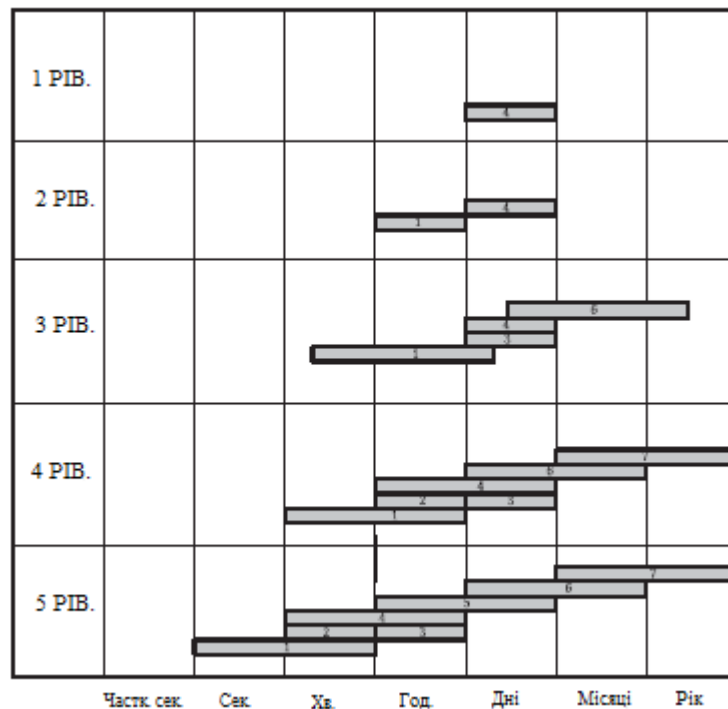


Рисунок 2.1 – П'ять рівнів керування СЕП – живлячі і розподільчі мережі високої, середньої і низької напруг

В основному це автоматичні пристрої локальної дії, які здійснюють тільки функції автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації (АРКТ) трансформаторів з РПН або реактивної потужності батарей статичних конденсаторів, установлюваних на ЦЖ. В окремих випадках на енергетичних об'єктах особливої важливості (переважно електричних станціях, рідше - підстанціях) застосовуються системи автоматичного керування нормальними (САК НР) або аварійними (САК АР) режимами. У більшості випадків це централізовані системи автоматичного регулювання частоти і реактивної потужності (ЦСАРЧМ), напруги (ЦСАРН) або запобігання порушенню стійкості (ЦСАЗПС). Останнім часом в СЕП міст все більш широке поширення почали отримувати системи автоматизованого управління. Це системи автоматизованого диспетчерського управління (АС/ДУ), рідше - системи автоматизованого управління технологічними процесами (АСУ ТП).

На нижніх рівнях СЕП міст застосовуються в основному системи ручного управління. У той же час, визначальний вплив на ефективність роботи СЕП міст мають режими роботи саме елементів нижнього рівня - розподільних електричних мереж середньої та низької напруги, які мають найбільшу протяжність і до яких безпосередньо підключена основна маса споживачів. Тому найважливішим напрямком підвищення ефективності використання ЕЕ в СЕП міст є автоматизація управління режимами РМ середньої і, особливо, низької напруги.

Повноцінне оперативне управління розподільними електричними мережами міст в даний час істотно ускладнено у зв'язку з їх великою довжиною і наявністю значної кількості ліній та вузлів. З цієї причини вирішується тільки та частина завдань управління режимами розподільних електричних мереж, яка стосується на циклах з великим періодом обігу інформації (перспективного, річного та короткострокового планування) [42]. Та ж їх частина, яка стосується циклів з малим періодом обігу інформації (оперативного і технологічного управління) вирішується лише на інтуїтивно-емпіричній основі на рівні дискретного ручного або автоматичного керування окремими видами обладнання. Це є причиною значного зниження ефективності роботи мереж і підключених до них електроприймачів. При цьому низький рівень автоматизації, неповнота і невисокий рівень достовірності первинної інформації в значній мірі знижують якість управління мережами і ефективність процесів розподілу ЕЕ.

Системи управління нижнього рівня являють собою самостійний шар, завдання якого полягає в стабілізації технологічних параметрів процесу поблизу їх заданого значення. Істотний недолік таких систем, з огляду на жорстку структуру і фіксоване значення параметрів налаштування автоматичних регуляторів, полягає в тому, що протягом тривалого часу вони працюють без

урахування мінливості динамічних і статичних характеристик технологічного обладнання об'єкта управління. Тим часом, дослідженнями встановлено [43], що характеристики СЕП змінюються в широких межах в залежності від коливань добового, тижневого або сезонного графіків навантажень, а також під дією великої кількості експлуатаційних факторів, що виявляються в процесі тривалої роботи обладнання і мереж. Внаслідок цього настройка автоматичних систем і структури регуляторів (П, ПД, ПІ і ін.), які були оптимальними в початковий його період роботи, не забезпечує належної якості регулювання в його середині або в кінці.

Існують два способи усунення цього недоліку. Перший полягає в ручному регулюванні налаштувань і зміни структури пристроїв за експериментальними результатами визначення їх статичних і динамічних характеристик. Другий спосіб полягає в передачі функцій по аналізу об'єкта і розрахунку параметрів автоматичним пристроям. Ручний спосіб вимагає великих витрат часу і малоефективний, особливо при великій кількості об'єктів або змінних режимах роботи обладнання. Обидва ці чинники одночасно мають місце в практиці експлуатації СЕП міст. Оптимізація режимів роботи СЕП за допомогою автоматичних пристроїв позбавлена недоліків ручного способу, але вимагає деякого ускладнення системи управління в цілому. Аналіз робіт, присвячених даному питанню, свідчить про наявність у світовій практиці управління режимами роботи СЕП міст тенденцій до автоматизації, які необхідно враховувати при вирішенні завдань управління.

Для управління режимами СЕП міст в даний час використовуються найрізноманітніші технічні засоби [44]. В першу чергу, це силові і вольтододаткові трансформатори, силові конденсатори, статичні компенсатори і т.д. Силові конденсатори і статичні компенсатори в міських електричних мережах не знайшли широкого застосування через складність узгодження

законів регулювання напруги та реактивної потужності. Тому в даний час найбільш поширеними технічними засобами управління режимами міських електричних мереж є силові і вольтододаткові трансформатори, що забезпечують управління режимами роботи мереж по одному параметру – середньому значенню відхилень напруги трьох фаз. Причому, з огляду на те, що трансформатори з перемиканням без збудження (ПБЗ) допускають тільки сезонні зміни коефіцієнта трансформації, вони не можуть розглядатися в якості засобів регулювання напруги. Таким чином, основними технічними засобами управління режимами роботи РС міст залишаються трансформатори з РПН і вольтододаткові трансформатори.

2.1.2 Задачі керування режимами з урахуванням наявності розподіленої генерації

Введення в експлуатацію об'єктів РГ дозволяє ефективно справлятися з ростом навантаження в промислових енергорайонах, які відповідно до [47], являють собою сукупність об'єктів енергосистеми, розташованих на частині території, яка нею обслуговується, великих містах і мегаполісах. Інтеграція РГ в дефіцитні вузли мережі дозволяє знижувати перетоки активної (реактивної) потужності в розподільних мережах напругою 0,4-110 кВ і мережах внутрішнього електропостачання енергорайона, а тим самим втрати електроенергії [45,46]. Розвиток РГ не тільки сприяє обмеженню зростання цін на електроенергію, а й забезпеченню енергетичної безпеки, знижуючи можливі ризики виникнення блекауту, швидкому відновленню енергопостачання споживачів після виникнення катаклізмів природного (крижаний дощ, ураган та ін.) або техногенного характеру, а також можливих кібератак на об'єкти електроенергетики. У розподільних мережах і мережах внутрішнього електропостачання енергорайона історично знаходяться в експлуатації пристрої

автоматики енергосистем, призначені для запобігання виникненню і розвитку аварій, а також прискорення процесів відновлення нормального режиму. Дані пристрої, як правило, не мають технічних можливостей для розпізнавання режимних областей і адаптації алгоритмів роботи до умов поточного режиму, так як алгоритми їх роботи і параметри настройки не враховують наявності об'єктів РГ [48]. Отже, запобігання їх відмов, а також зайвих і помилкових спрацьовувань в нових схемно-режимних умовах є важливим завданням, що вимагає розробки вдосконалених алгоритмів і нових схемних рішень, що володіють адаптивними властивостями.

Історично управління нормальними режимами в розподільних мережах реалізовувалося на принципах візуального розпізнавання параметрів і ручного управління ними, а також за допомогою застосування засобів режимної автоматики. Управління аварійними режимами в зазначених мережах здійснювалося за рахунок застосування пристроїв РЗ, мережевий автоматики, наприклад, АПВ, АВР, і локальних пристроїв протиаварійної автоматики (ПА), наприклад, АЧР, АОСН, АОПО та ін. [49-52]. Технічні характеристики використовуваних систем і пристроїв (алгоритми роботи; параметри налаштування) були узгоджені між собою, що дозволяло застосовувати пристрої РЗ, що реалізують функції ближнього і далекого резервування і масово впроваджувати порівняно прості пристрої РЗ відносної селективності [53-55].

В сучасних умовах при інтеграції сотень, а часом і тисяч, об'єктів РГ, в тому числі об'єктів ВДЕ, в мережі неможливо ефективно управляти режимами за допомогою використання існуючої ієрархічної системи диспетчерського управління, оснащеної засобами автоматизованого управління. Обсяг інформації, що підлягає аналізу, стає для диспетчерів різних рівнів надлишковим, що не дозволяє їм оперативно приймати коректні рішення для управління режимами мережі в реальному масштабі часу [56-59]. Для вільної

інтеграції об'єктів мікрогенерації в мережі низької напруги, які можуть включатися і відключатися в будь-який момент часу, потрібне застосування автоматичних пристроїв, що реалізують технологію plug-and-play [60].

Об'єднання великої кількості об'єктів управління в одну систему має свої переваги і недоліки, з точки зору забезпечення надійності. Вільна взаємодія учасників ринку електроенергії може призвести до обмеження будівництва нових і реконструкції тих, які знаходяться в експлуатації міжсистемних і транзитних ЛЕП, а також генеруючих потужностей на традиційних електростанціях, що забезпечують необхідну величину резервів потужності [61]. Це, в свою чергу, може сприяти зниженню показників балансової, структурної, режимної надійності, і, в кінцевому рахунку, надійності електропостачання споживачів [62].

Для забезпечення нормованих показників надійності необхідно, крім безпосередньої інтеграції об'єктів РГ, вирішувати і інші важливі технічні питання: узгодження і селективності функціонування пристроїв РЗ, якості електроенергії, контролю пропускної спроможності ЛЕП і обмеження перевантажень, балансування енергосистеми (енергорайона в острівному режимі), відновлення системи після ліквідації аварійних збурень, синхронізації енергорайона з енергосистемою, мінімізації втрат електроенергії та ін. Так як більшість функцій повинна виконуватися в автоматичному режимі, то система управління повинна бути адаптивною, орієнтованою на структуру мережі, враховувати технічні характеристики і обмеження ГУ об'єктів РГ, накопичувачів електроенергії (НЕЕ), керованого навантаження та ін. [63].

До складу сучасних розподільних мереж входять енергорайони, що розбиваються на енергокластери, що включають промислових споживачів, міські мікрорайони, інтелектуальні будівлі, заміські селища, електромобілі та ін., які володіють можливостями гнучкої реконфігурації, введення резервів,

повторного включення для забезпечення надійності електропостачання споживачів при пошкодженнях окремих елементів [64-66]. Поява великої кількості учасників ринку, зв'язків між енергокластерами, об'єктів РГ і мікрогенерації, а також засобів автоматизації з елементами інтелектуального управління збільшує обсяг інформації, що підлягає обробці системою управління режимами, веде до ускладнення завдань короткострокового та оперативного планування режимів і диктує необхідність переходу до повністю автоматичних процедур [67-72].

У зазначених умовах обмін інформацією, формування та реалізація керуючих впливів в системі управління режимами повинні проводитися в реальному масштабі часу (в темпі протікання фізичних процесів) в енергосистемі (енергорайоні). Ієрархічна структура системи управління з безліччю рівнів і підрівнів вимагає наявності надійної і швидкодіючої системи комунікацій, що володіє великою пропускнуою здатністю каналів зв'язку і високою продуктивністю обчислювальних засобів. Розвиток інформаційних технологій і цифрової обробки сигналів дозволили використовувати різні середовища для передачі даних: оптоволоконні кабелі, широкосмуговий радіодоступ, системи комунікацій по ЛЕП і ін. [79-83].

Застосування модульної структури програмно-апаратних комплексів (ПАК) для вирішення завдань управління режимами може дозволити легко розширювати і масштабувати систему управління. Даний принцип побудови і використання сучасних протоколів передачі даних (наприклад, МЕК 61850) сприяє як забезпеченню надійності, ремонтпридатності і простоті модернізації, так і легкій переконфігурації системи під змінну структуру електричної мережі. У ПАК крім використання швидкодіючих алгоритмів цифрової обробки сигналів струмів і напруг, а також технологічних алгоритмів необхідно забезпечувати необхідний рівень програмного і апаратного резервування. Не

менш важливими залишаються питання кіберзахищеності інформаційної мережі, запобігання можливостей спотворення керуючої інформації і збереження даних [84-88].

Висока вартість створення інтелектуальних систем управління режимами повинна компенсуватися за рахунок підвищення надійності та ефективності електропостачання, ефективності взаємодії між учасниками ринку електроенергії[89-95].

Отже, при інтеграції об'єктів РГ необхідний облік особливостей вітчизняних розподільних мереж, з точки зору застосування пристроїв РЗ і автоматики, принципів резервування електропостачання, існуючого комутаційного обладнання, а також характеристик і параметрів навантаження [96-103].

Аналіз проблемних технічних питань інтеграції об'єктів РГ, управління нормальними і аварійними режимами розподільних мереж і мереж внутрішнього електропостачання енергорайона дозволив виявити проблемні аспекти, які потребують вирішення з урахуванням особливостей ОЕС України.

2.2 Вибір оптимальної конфігурації (місць розмикання) в розподільній мережі побудованій по петлевій схемі

У розподільних мережах напругою 6, 10 і 35 кВ рішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, низькою спостережністю режиму і обмеженим поки що набором типів технічних засобів адаптивного управління, що включає РПН трансформаторів живильних центрів, комутаційні апарати з дистанційним керуванням, інтелектуальні вакуумні вимикачі - реклоузери [104] і пристрої компенсації реактивної потужності. Додаткові можливості з'являються і в зв'язку з стійкими тенденціями розвитку систем розподіленої малої генерації. Проте сьогодні

проблеми побудови інтелектуальних розподільних мереж стосуються в основному розвитку їх на базі сучасних засобів телемеханіки та телеуправління і каналів передачі даних. Однак основа оптимального функціонування інтелектуальної мережі повинна забезпечуватися алгоритмами управління і програмними засобами [96].

Одним із основних заходів щодо оптимізації режимів розподільної мережі є зміна її топології, що, як наслідок, сприятиме зниженню втрат активної потужності та енергії. Ефективна реалізація задачі реконфігурації призводить також до підвищення надійності електропостачання, що у випадку аварійного відключення нормально замкнутого секційного вимикача проводиться включенням нормально розімкнутого лінійного вимикача, що, після ізоляції пошкодженого елемента, забезпечує роботу слабо замкнутої первинної розподільної мережі як розімкнутої. В якості додаткових факторів, що стимулюють проведення реконфігурації можуть служити втрати напруги, вартість обслуговування та підвищення пропускної здатності.

2.2.1 Існуючі схеми розподільних мереж

У мережах напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ і 35 кВ застосовують кілька схем електропостачання для живлення споживачів. Залежно від території проходження РМ зазвичай поділяють на мережі міської забудови, заміські і заводські, або промислові мережі [105]. Однак з огляду на різноманітності споживачів і території проходження мереж, чітку межу між ними провести стає складно. Виникає необхідність використання всіх типів мереж в одних і тих же умовах. Так як вибір схем для РМ визначається складом споживачів за категоріями надійності електропостачання, такі мережі можуть підключатися до одного або декількох незалежних центрів живлення. Однак, згідно з чинною інструкцією з проектування електричних мереж [98], вибір схеми

електропостачання здійснюється виходячи із загальної маси споживачів, за винятком особливих груп. Тому широкого поширення набули розімкнуті петлеві та кільцеві (інша назва - «псевдокільцеві») схеми електропостачання, з'єднані з одним або декількома ЦЖ. Такий підхід дозволяє об'єднувати в рамках однієї схеми мережі споживачів різних груп по надійності електропостачання. Розглянемо докладніше компоновку основних схем, що застосовуються для побудови мереж 6-35 кВ в Україні та за кордоном.

Для розподільних мереж міст характерний ряд особливостей. По-перше, такі мережі мають невелику протяжність, а в якості ліній електропередачі в основному використовують кабелі. При такій компоновці ТП і РП виявляються розташованими на невеликій відстані один від одного. По-друге, склад навантаження містить досить велику кількість споживачів першої і особливої груп з надійності електропостачання, що накладає особливі умови на забезпечення їх живлення. По-третє, розподільні мережі в основному підключаються до ЦЖ побічно, через РП, для забезпечення транзиту великої потужності з центрів живлення в розподільну мережу.

Особливістю роботи ділянок заміських розподільних мереж є охоплення мережами великих територій з малою щільністю навантажень. Такі мережі виконуються повітряними лініями електропередачі по радіально-променевому принципу з приєднанням до магістральної лінії одностансформаторних підстанцій, що живлять невідповідальних споживачів. Перевагою використання повітряних ліній електропередачі можна вважати можливість простого підключення нових навантажень ТП до єдиної магістральної лінії.

Як для побудови розподільних мереж міської забудови, так і для заміських мереж використовують принципово схожі за своєю архітектурою схеми. Основними з них є магістральні двопроменеві і «петлеві» схеми, показані на рис.2.2 і 2.3 відповідно. Склад комутаційної апаратури в РМ може мати відчутні

відмінності, так як залежить від величини струмів КЗ, складу обладнання та умов роботи мережі. Тому далі на рисунках, що пояснюють схеми мереж, комутаційна апаратура не відображена.

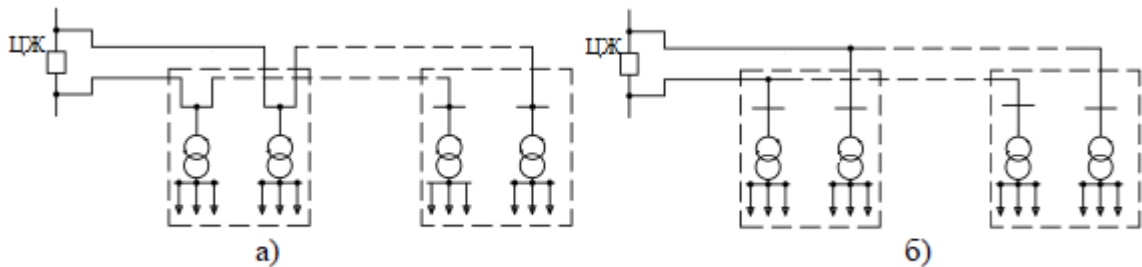


Рисунок 2.2 - Схеми побудови двопробеневої розподільної мережі а) схема міської мережі; б) схема заміської мережі з відгалудженнями

Магістральні двопробеневі схеми працюють в розімкненому режимі завдяки роздільній роботі силових трансформаторів в ТП. У нормальному режимі кожен з двох трансформаторів, розташованих в ТП, отримує живлення від різних секцій одного ЦЖ. При виникненні пошкодження на одній з ліній живлення вимикач у ЦЖ відключається, що призводить до відключення всіх споживачів пошкодженої лінії на час дії автоматики введення резерву (АВР), встановленої в ТП. Така схема не потребує автоматизації по мережі 6-20 кВ і використовується для живлення споживачів 1 і 2 категорії. Архітектура схем міської та заміської мереж, зображених на рисунку 2.2, є дуже близькою і відрізняється в основному лише способом підключення ТП і окремих навантажень до магістральних ділянок ліній.

Крім радіальної конфігурації мережі в РС застосовується «петлева» схема, зображена на рис. 2.3. Дана схема є найбільш простою. Її особливістю є підключення магістральної лінії на різні секції одного або декількох незалежних центрів живлення.

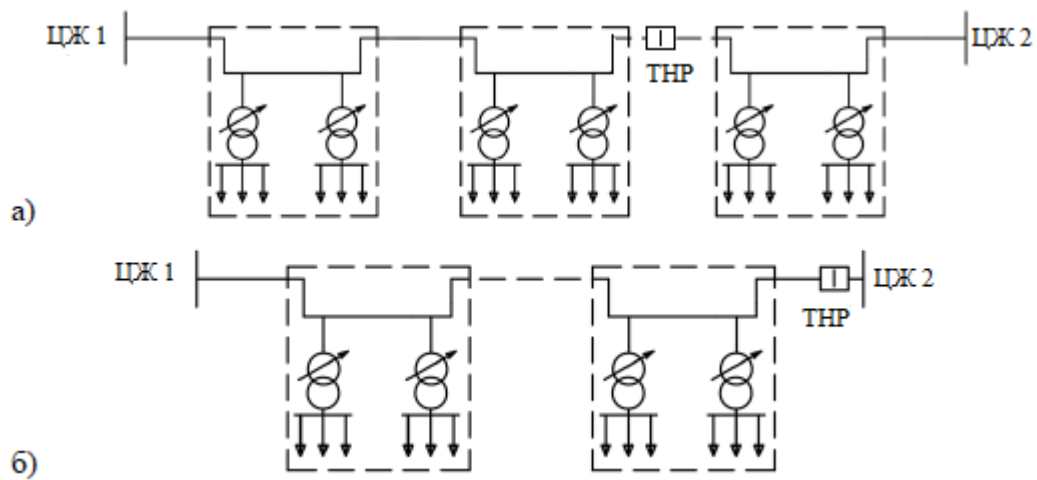


Рисунок 2.3 - Схеми побудови «петлевої» мережі а) схема міської мережі;
б) схема заміської мережі

Обидві двопроменеві «петлеві» схеми мають точку нормального розриву (ТНР), яка збігається з відключеним комутаційним апаратом. Завдяки такій конфігурації, досягається можливість ефективної і надійної роботи мережі без збільшення коштів в будівництво додаткової кабельної або повітряної лінії. Основна різниця в архітектурі живлення заміської та міської мережі в рамках даної схеми є положення точки нормального розриву. Недоліком даної схеми є повна втрата споживачів при пошкодженнях на обох живильних лініях або ЦЖ. Для збільшення надійності живлення в такій схемі досить прокласти додаткові живлячі лінії до найближчих РП або ТП для отримання двопроменевої зустрічної схеми або збільшити число підключень до незалежних ЦЖ. Дана принципова схема знайшла велике застосування в мережах електропостачання великих міст [106] через модульність побудови і високої надійності електропостачання споживачів. Крім того, вона може поєднувати в собі можливість підключення споживачів 1 і 2 категорії разом з менш відповідальними споживачами 3 категорії.

У зв'язку з впровадженням РГ, неузгодженим підключенням додаткових навантажень і слабкою оснащеністю комутаційної апаратури, в РМ все

частіше утворюються структури, що поєднують в собі принципи побудови заміських і міських ділянок мереж. На поточний момент широкого поширення набули комбіновані або змішані схеми електропостачання, з'єднані з одним або декількома ЦЖ (рис.2.4).

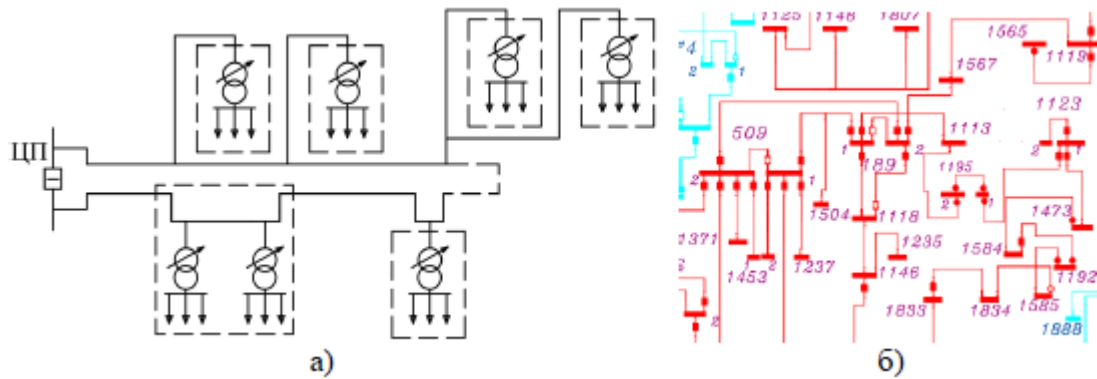


Рисунок 2.4 а) загальна структурна схема розподільної мережі; б) фрагмент нормальної схеми міської мережі 6 кВ і 10 кВ мегаполісу

У СЕП сучасних мегаполісів слабо проглядається типова архітектура мереж. Дана ситуація склалася під дією постійного зростання нових навантажень в умовах фінансової обмеженості для технічного переоснащення мереж. Представлена на рис.2.4 ділянка змішаної мережі також, як і в раніше розглянутих схемах, повинна мати точку нормального розриву. Незважаючи на згадку в назвах розглянутих типових схем електропостачання, всі зазначені типології є «псевдокільцевими», так як їх ділянки працюють в розімкнутому режимі. Ефективність передачі електроенергії в РС може бути досягнута шляхом сезонних змін положень точок нормальних розривів в мережі.

Розподільні мережі напругою 35 кВ також працюють в розімкнутому режимі і за своєю архітектурою можуть бути близькі як до мереж 110 кВ - в разі їх виконання повітряними лініями електропередачі, так і до мереж 6-20 кВ міської забудови, якщо використовуються кабельні лінії. Тут також варто згадати про заводські мережі, як третій тип розподільних мереж. Відмінною

особливістю заводських або промислових мереж є підключення навантажень до декількох джерел живлення. В їх схемах також використовуються петлеві і променеві архітектури, які принципово від уже розглянутих схем не відрізняються і окремо аналізуватися не будуть.

2.2.2 Зниження втрат потужності та ЕЕ за рахунок зміни конфігурації РМ

Одна з основних відмінностей SMART GRID від міських електричних мереж традиційного виконання є спостережність. У традиційних міських мережах 6-10 кВ доступною режимною інформацією є показники індукційних лічильників активної та реактивної електроенергії на головних ділянках розподільних ліній за місяць, а також місячні дані цифрових приладів обліку електроенергії на вводах 6-10 кВ трансформаторів живильних підстанцій 35 кВ і вище, включаючи півгодинні графіки навантаження [107-117]. У міських мережах 0,38 кВ традиційного виконання доступною інформацією про режим є тільки дані про електроспоживання абонентів [118]. У умовах SMART GRID, навпаки, мають бути доступні графіки погодинної зміни всіх режимних параметрів мережі, які для мереж традиційного виконання визначаються тільки в результаті електротехнічних розрахунків.

Завдання управління режимами міських електричних мереж традиційного виконання так чи інакше зводяться до розрахунку режимних параметрів, оперативне вимірювання яких технічно неможливо, і потім – до формування на їх основі керуючих впливів. В умовах SMART GRID мережа є повністю спостережною і завдання управління зводяться до безперервного підтримання оптимального стану режимів мережі, що складаються при постійній зміні навантажень споживачів і джерел електроенергії.

Керуючі впливи в міських електричних мережах традиційного виконання зазвичай здійснюються сезонно, так як можливість дистанційного керування електрообладнанням відсутня. В умовах SMART GRID оперативні керуючі дії формуються постійно.

Основне завдання, яке доводиться вирішувати для всіх електричних мереж з розімкненою топологією, в тому числі і для міських розподільних мереж, - вибір їх оптимальних точок розмикання. Вирішення цього завдання дозволяє знизити втрати потужності та електроенергії в мережі в значно більшому ступені, ніж від впровадження будь-якого іншого експлуатаційного заходу, доступного в електричних мережах даного класу. Насичення міських мереж розподіленими джерелами малої генерації вимагає вдосконалення методів визначення місць їх оптимального розмикання як в умовах SMART GRID, так і для мереж традиційного виконання.

Тенденції сучасного напрямку по зниженню втрат електроенергії рухаються від традиційної моделі до бізнес-процесів планування та керування втратами, що, в свою чергу, передбачає впровадження більш широкого контролю при імплементації та реалізації цих процесів.

Умовно заходи діляться на:

- організаційні заходи;
- заходи по зниженню технічних втрат;
- заходи по зниженню нетехнічних втрат.

До організаційних заходів можна віднести розвиток нормативно-правової бази, аналіз втрат, створення регулюючого органу, підвищення кваліфікації працівників.

До заходів, що стосуються зниження технічних втрат можна віднести удосконалення режимів роботи мережі та їх схем, компенсація реактивної потужності, ревізія та ремонт або заміна перевантажених або недовантажених

трансформаторів, перегляд та заміна проводів та кабелів, які не відповідають тепловому навантаженню.

До заходів, що стосуються зниження нетехнічних втрат можна віднести оновлення матеріально-технічної бази пристроїв моніторингу та контролю електроспоживання, виявлення та усунення нерегламентованого споживання електроенергії, широке впровадження пристроїв АСКУЕ, встановлення пристроїв обліку на межі балансової належності та ін.

В якості заходу щодо зниження втрат потужності в РМ, принцип зміни топології був запропонований в [119]. Подальша робота в даному напрямку спонукала створенню багатьох методів реконфігурації, які в [120] пропонується розділити на 4 групи: евристичні методи, мета евристичні методи, комбінація евристичних і оптимізаційних методів та математичні алгоритми [121].

При проведенні реконфігурації у традиційному розумінні вимикачі перемикаються у ручному режимі, що не дає змогу робити це часто. Виходячи з цього топологія розподільних мереж залишається незмінною протягом певного відрізка часу. Тому для реалізації задачі зниження втрат потужності комутації можуть виконуватися для режимів максимального та мінімального навантаження [122].

Згідно [123] зміна конфігурація розподільної мережі являється одним з найефективніших заходів при мінімізації втрат в РМ 6-10 кВ, особливо в міських розподільних мережах. Пошук оптимальних місць розмикання повинен виконуватися з урахуванням змінних умов даної мережі та з урахуванням втрат, що мають місце в мережах 110 кВ і вище. Через високий ступінь складності та розгалуженості всієї системи розрахунок допускається проводити для ліній 6-35 кВ окремо для пошуку оптимальних місць їх розмикань [124].

2.2.3 Класична постановка задачі визначення оптимальних місць розмикання в розподільних мережах [125]

Рациональні місця розмикання петлевої схеми міської електричної мережі (рис. 2.5) з однострансформаторними підстанціями встановлюють для осінньо-зимового максимуму і весняно-літнього мінімуму навантажень. Для виконання поставленого завдання послідовно намічаються місця розмикання петлевої схеми. Далі визначаються потокорозподіл по ділянках петлевої лінії при запланованому місці її розмикання, розраховуються втрати потужності на кожній ділянці і в петлевій схемі в цілому.

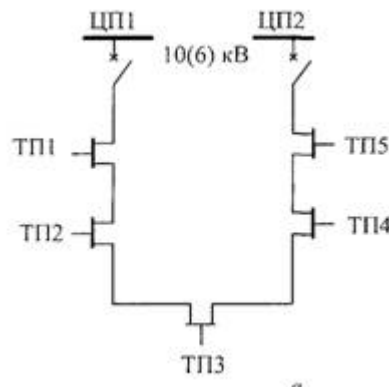


Рисунок 2.5 - Петлева схема живлення трансформаторних підстанцій в міських мережах

За відомими потокам потужності на ділянках петлевої лінії і опорам ділянок знаходять навантажувальні втрати потужності на цих ділянках. Сума навантажувальних втрат по всім ділянкам лінії являє собою втрати потужності в усій петлевій схемі мережі.

Найбільш раціональне місце розмикання петлевої лінії напругою 6-20 кВ відповідає найменшим значенням навантажувальних втрат потужності в мережі. Однак слід зазначити, що розрахунки трохи ускладнюються, а результати можуть не відповідати вищевказаним, якщо в якості критерію оптимальності прийняти мінімум втрат енергії в мережі. В цьому випадку необхідно принаймні знати число годин використання максимуму навантаження кожної ТП.

В даний час завдання пошуку місць розмикання міської електричної мережі формулюється так: необхідно визначити місця розмикання мережі, що забезпечують мінімум втрат активної потужності при недопущенні перевантаження головних ділянок розподільних кабельних ліній напругою 6-10 кВ і силових трансформаторів в ЦЖ, а також дотриманні допустимого рівня напруги в вузлах і рівня струмів замикання на землю на кожній секції шин ЦЖ [126].

В якості вихідної інформації для розрахунку режиму міської електричної мережі служить схема електричних з'єднань з зазначенням:

- найменування ЦЖ, потужності силових трансформаторів і номінальних напруг обмоток нижчої напруги;
- напруги на секціях шин нижчої напруги ЦЖ в режимі максимальних навантажень;
- довжин, марок і перетинів жил кабельних ліній;
- номінальних потужностей і кількості трансформаторів в ТП;
- навантажень трансформаторів в ТП в режимі максимальних і мінімальних навантажень і коефіцієнтів потужності навантаження;
- місць нормальних розмикань замкнутої мережі, що встановлюються експлуатаційним персоналом виходячи з умов надійності електропостачання споживачів [127].

Схеми заміщення повітряних і кабельних ліній міської електромережі напругою 6-10 кВ повинні містити активні і індуктивні опори, які залежать від марки кабелю, площі перетину проводів повітряної лінії або жил кабельної лінії і довжини ділянки лінії.

Навантаження на стороні напругою 0,38 кВ ТП представляється на підставі вимірів середнім значенням сили струмів фаз. При цьому інформація про завантаження трансформаторів кожного ТП не дозволяє скласти уявлення про навантаження всієї мережі, так як зазначені вимірювання проводяться в неспівпадаючі моменти часу протягом однієї або навіть декількох діб.

Розрахунок навантаження за відомим електроспоживанням (за показаннями лічильників енергії) і кількості годин використання максимуму навантаження слід визнати більш точним в порівнянні з разовими вимірами навантаження. Однак такий розрахунок неможливий через відсутність лічильників електричної енергії в ТП.

Після знаходження оптимальних місць розмикання мережі і встановлення нормальних розривів створюється радіальна розімкнена мережа, що живиться від однієї секції системи збірних шин понижувальної підстанції [128].

Варто зазначити, що знаходження оптимального місця розмикання це процес ітераційний. Розраховуються втрати потужності для кожного окремо взятого місця розмикання, місце, якому відповідають мінімальні втрати приймалося за раціональне місце розмикання мережі для заданого сезону року.

При використанні сучасних комутаційних дистанційно керованих апаратів з'являється можливість управляти топологією мережі в реальному часі за умови наявності приладу обліку на головній ділянці розподільчої лінії.

2.3 Особливості вирішення задачі вибору оптимальних місць розмикання розподільної мережі в реальному часі

2.3.1 Постановка задачі

Відомо, що концепція Smart Grid передбачає не тільки широку автоматизацію електричних мереж, але і включає в себе повне інформаційне

забезпечення процесів як передачі і розподілу електричної енергії, так і її генерації локальними джерелами. При цьому вся ця інформація отримується в реальному часі. Ці обставини відкривають нові можливості для більш ефективного вирішення багатьох традиційних задач керування режимами розподільних мереж. Зокрема задача вибору оптимальних місць розмикання розподільних мереж, яка традиційно розклалась як задача середньострокового планування, в зазначених умовах може розглядатися у якості задачі оперативного управління. Це означає, що місця нормального розмикання розподільних мереж не залишаються незмінними протягом сезону року, а можуть змінюватися в залежності від фактичного режиму розподільної лінії. Це виглядає особливо привабливим за умов неоднорідності електричних навантажень у добовому або сезонному розрізах. Ще більш актуальною ця задача стає за умови використання розосередженої генерації, особливо при орієнтації на відновлювані джерела енергії з нестабільною вихідною потужністю. Зрозуміло, що робота такого джерела умовно с повною потужністю або його відключення, скоріш за все буде формувати суттєво різні струмозподіли в електричній мережі і, відповідно, вимагати різних точок розмикання відповідної лінії для забезпечення мінімуму втрат електричної енергії.

В цьому випадку, так само, як і при традиційній постановці завдання, в якості критерію оптимальності розглядається мінімум втрат електричної енергії:

$$\Delta A \rightarrow \min \quad (1)$$

При існуючому підході втрати електричної енергії обчислювалися, наприклад, для окремої доби, виходячи з типових для кожного з двох розглянутих характерних сезонів року графіків навантажень вузлів мережі. Виходячи з отриманих результатів і здійснювався вибір оптимального розмикання розподільної лінії. При цьому обрана точка розмикання залишалася фіксованою в межах всього умовного сезону року.

Разом з тим, умову (1) можна трактувати і дещо в інший спосіб. Очевидно, що дана умова буде виконуватися, якщо ми забезпечимо мінімум втрат потужності на окремих часових інтервалах деякого розглянутого періоду часу (T), наприклад, тієї ж доби, характерних для певного сезону року.

$$\Delta P_t \rightarrow \min, t = 1, \dots, T \quad (2)$$

При цьому з'являється можливість додаткового зниження втрат електричної енергії. Зрозуміло, що такий підхід, в загальному випадку, передбачає можливість зміни точок розмикання розподільної лінії протягом аналізованого періоду часу (T).

Природно, що практична реалізація даного підходу неможлива при орієнтації на вимикачі навантаження з ручним керуванням, які традиційно використовуються в розподільних мережах. Однак дана пропозиція вписується в концепцію SmartGrid, що передбачає масштабну автоматизацію розподільних мереж, зокрема, можливість широкого використання вимикачів з дистанційним управлінням.

Природно, що незалежно від постановки задачі, при її реалізації необхідне врахування ряду обмежень. При запропонованому підході до управління режимом розподільної мережі, до найбільш принципових обмежень можна віднести наступні:

1. Напруга кожного вузла розподільної мережі повинна бути в межах максимально і мінімально допустимих значень для даного вузла системи у кожний період часу t .

$$U_{jmin} \leq U_{jt} \leq U_{jmax}$$

де $U_{j\min}$, $U_{j\max}$ - максимальні і мінімальні граничні значення напруг в j -му вузлі; U_{jt} - розрахункове значення напруги в j -му вузлі в період часу t .

2. Всі кабельні та повітряні лінії електропередач повинні працювати в своїх допустимих теплових межах:

$$I_{jt} \leq I_d$$

де I_{it} - розрахункове значення струму в j -й гілці в момент часу t ; I_d - допустиме значення струму для j -ої гілки.

3. При виконанні реконфігурації розімкнена топологія мережі розподільної системи повинна завжди зберігатися.

Разом з тим, тут доречно зазначити наступне. Ні Україна, ні будь-яка інша навіть економічно розвинена країна світу, швидше за все, ні сьогодні, ні навіть в найближчій перспективі не буде мати можливості повного оснащення розподільних мереж подібними комутаційними апаратами, які працюють автоматично (наприклад, типу реклоузерів) або керованими дистанційно. Більш того, з огляду на фінансові можливості вітчизняної енергетичної галузі, важко припустити, що навіть в окремих розподільних лініях буде розміщуватися декілька дистанційно керованих вимикачів. Тому тут доречно говорити про точкове використання даної пропозиції і за умови, що в конкретних розподільних лініях буде розміщено не більше двох комутаційних апаратів подібного типу. Безумовно, що в цьому випадку основна увага повинна бути приділена лініям, де є споживачі з неспівпадаючим за часом характером зміни електроспоживання або в якості розподіленої генерації підключені відновлювані джерела енергії.

У той же час при вирішенні даного завдання також слід звернути увагу на наступне важливе питання. Будь-який комутаційний апарат має допустимий ресурс, який визначається, перш за все, станом його контактної системи. Навіть для сучасних комутаційних апаратів цей показник складає близько 100 000 спрацьовувань за життєвий цикл (розрахунковий термін експлуатації, який за

даними ряду джерел, наприклад [129] становить близько 20 років) вимикача. Зазначений загальний ресурс вимикача може бути використаний для визначення допустимої кількості його спрацювань протягом доби.

Звідси можна зробити два висновки. Або по результатам конкретних розрахунків необхідно визначити той рівень зміни навантажень (і її тривалість) при яких доцільно здійснювати зміну точки розмикання розподільної лінії, або необхідний відповідний техніко-економічний аналіз, який обґрунтовує іншу стратегію поведінки, тобто яка передбачає збільшення кількості спрацювань в межах доби при свідомому зниженні терміну служби вимикача.

Таким чином, при розробці відповідної методології управління режимами розподільної мережі, виникає принципове завдання короткострокового прогнозування електричних навантажень. Його особливістю є те, що в даному випадку мова повинна йти не про точковий прогноз значення навантаження на деякому інтервалі упередження, а необхідно здійснити як би «сканування» деякого інтервалу часу з тим, що б переконатися в стабільності зміни навантаження. Такий підхід дозволить виключити необґрунтовані спрацювання вимикачів, якщо таке виявиться доцільним відповідно до поточного значення навантаження, але тривалість такої зміни буде короткочасною.

При моделюванні режимів розподільної мережі та прогнозуванні електричних навантажень є доцільним розглядати декілька сценаріїв згідно з характером інформаційного забезпечення, яке може бути задіяне для вирішення зазначених задач.

1. Сценарію 1 відповідає ідеальна ситуація з точки зору інформаційного забезпечення. У мережі встановлені сучасні вимірювальні прилади, які дозволяють отримувати дані вимірювань в режимі реального часу з усіх вузлів навантаження, а також потужність, яка видається в мережу джерелом розподіленої генерації. В цьому випадку дані надходять від вимірювальних

приладів з будь-яким кроком дискретності. Даний сценарій відображає дійсність, відповідну концепціям SMART GRID і SMART CITY, в яких основною характеристикою є спостережність.

Далі ці дані використовуються як для розрахунку втрат активної потужності для кожного інтервалу часу t , так і подальшому їх прогнозуванні що є підставою для визначення оптимального місця розмикання лінії РМ у реальному часі.

Але виходячи з нинішнього стану розподільних мереж, самого процесу розвитку і зростання кількості джерел малої генерації, а також досвіду країн, які пройшли даний перехідний етап можна зробити висновок, що вимірювальні прилади не можуть бути встановлені відразу, в один момент у всіх розподільних мережах, так як це процес поступовий і залежить від багатьох економічних і технічних факторів.

2. Другий сценарій передбачає, що відповідні вимірювальні прилади встановлені тільки на головній ділянці лінії і у вузлі мережі з підключеним джерелом генерації. У той же час оперативні вимірювання навантаження у вузлах мережі відсутні, мається тільки загальна інформація (ретроспективні виміри, типові графіки навантаження і т.д.). В даному випадку визначення струмозподілу на окремих ланках розподільної лінії для розрахунку втрат потужності потребує використання додатково спеціальних алгоритмів [130]. Зазначений факт повинен бути врахований і при вирішенні задачі прогнозування електричних навантажень

3. Сценарій 3 пов'язаний з ситуацією, коли наявна інформація є недостатньою для реалізації аргументованого моделювання режиму розподільної лінії і, відповідно, прогнозування електричних навантажень. В цьому випадку фактор невизначеності інформації має бути певним чином врахований при вирішенні зазначених вище задач.

2.3.2 Алгоритм вирішення задачі

Вирішення завдання розміщення дистанційно керованих комутаційних апаратів в розподільній мережі і стратегії управління ними здійснюється у відповідності з наступним алгоритмом.

1. Визначаються контури розподільних мереж, в яких може бути доцільним використання комутаційних апаратів з дистанційним управлінням. Основним критерієм при цьому є внутрішньодобова нерівномірність навантаження на окремих ділянках мережі. В залежності від рівня інформаційного забезпечення нерівномірність навантажень визначається або на підставі безпосередніх схемотехнічних розрахунків (сценарії 1 та 2) або експертним шляхом, наприклад, по факту наявності в контурі відновлюваного джерела розосередженої генерації.

2. Для окремих режимів роботи визначених розподільних ліній вирішується задача знаходження оптимальних місць їх розмикання з метою мінімізації втрат потужності в кожному з режимів. Враховуючи, що при цьому розглядаються лише окремі лінії, рішення можуть бути знайдені шляхом прямого перебору можливих варіантів без використання будь-яких оптимізаційних методів.

3. На підставі отриманих результатів визначаються місця найбільш доцільні для розміщення дистанційно керуємих комутаційних апаратів, використання яких дає найбільший ефект з точки зору зменшення добових втрат електричної енергії.

Рішення відносно доцільності зміни місця розмикання розподільної лінії впродовж доби (за рахунок використання дистанційно керуємих комутаційних апаратів) приймається на підставі використання запропонованого в [131] індексу.

У даній роботі було показано, що перенесення місця розмикання мережі вліво доцільний при виконанні умови:

$$M_I - M_{II} > \frac{I_n R_\Sigma}{2}; \quad (3)$$

відповідно, перенесення вправо виправдано, якщо:

$$M_{II} - M_I > \frac{I_n R_\Sigma}{2}, \quad (4)$$

де $M = \sum_i M_i, M_i = I_i \sum_{j \in \Pi_i} R_i$.

В даному випадку M_I являє собою суму добутків навантажень вузлів лівої напівпетлі на сумарний опір від джерела живлення до відповідного вузла. Відповідно M_{II} аналогічним чином характеризує праву напівпетлю. R_Σ - сумарний опір всієї розподільної лінії, включаючи опір відключеної в нормальному режимі ділянки. I_n - об'єм перемикаємого навантаження.

Можна показати, що аналогічні умови можуть бути сформульовані і для ситуації, коли в розподільній лінії є джерело розподіленої генерації (рис. 2.7). В цьому випадку, наприклад, умова (4) буде представлено в такий спосіб:

$$M_{II} - M_I + M_d > \frac{I_n R_\Sigma}{2},$$

де M_d - являє собою добуток ін'єкції струму в розподільну мережу від джерела розподіленої генерації на опір до даної точки від джерела живлення.

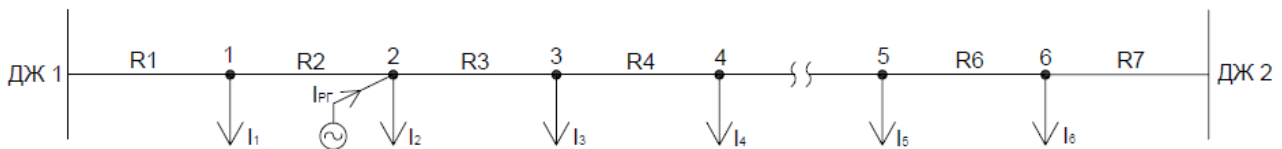


Рисунок 2.7 – Схема розподільної мережі з джерелом розподіленої генерації

Таким чином, можна зробити висновок щодо доцільності зміни точки нормального розриву в мережі (за рахунок зміни станів дистанційно керованих комутаційних апаратів) при зміні поточкорозподілу в мережі, але за умови, що дані зміни будуть мати місце протягом досить тривалого періоду часу.

4. Здійснюється прогнозування електричних навантажень, (а, в загальному випадку, і вихідної потужності джерела розподіленої генерації). При сценарії 1 інформаційного забезпечення з заданим інтервалом дискретності прогнозуються як навантаження всіх вузлів розподільної лінії, так і вихідна потужність джерела розподіленої генерації. При сценарії 2 інформаційного забезпечення прогнозується тільки навантаження головної ділянки. При необхідності визначення «прогнозних» значень навантажень окремих вузлів мережі, використовується відповідний алгоритм моделювання режимів. У будь-якому випадку для прогнозування навантажень паралельно використовується кілька методів прогнозування (адаптивне прогнозування) з метою вибору на конкретному кроці прогнозу того методу, який дозволяє отримати результат, який забезпечує мінімальну похибку.

При орієнтації на сценарій 3 інформаційного забезпечення, застосовуються методи прогнозування, які дозволяють адекватно врахувати невизначеність.

Таким чином, метою подальшого дослідження є розробка серії методів прогнозування електричних навантажень при вирішенні задачі вибору в реальному часі оптимальних місць розмикання розподільної мережі як з джерелами розподіленої генерації, так і при їх відсутності, з метою мінімізації втрат активної енергії в мережі при різних рівнях інформаційного забезпечення.

Висновки:

В ході трансформації існуючих розподільних мереж згідно концепції SmartGrid постає задача підвищення ефективності їх функціонування, що передбачає можливість оперативного керування їх режимами в реальному часі з

метою зниження втрат активної потужності при розподіленні ЕЕ між споживачами.

Згідно зарубіжного досвіду реалізації даної концепції і, беручи до уваги технічні та економічні обмеження в умовах України, можна виділити два шляхи реалізації поставленої задачі. Перший полягає у визначені рівня зміни навантаження, за якого доцільно виконувати реконфігурацію, а другий – техніко-економічне обґрунтування, згідно якого альтернативою зниження строку експлуатації комутаційних апаратів є збільшення числа можливих перемикачів в мережі.

Також варто відзначити фактор перехідного стану розподільних мереж, що відображається у нерівномірності встановлення пристроїв контролю та телеметрії. Даний факт передбачає врахування ступеню наявності та доступу до даних електричного навантаження, що представлено у 3 сценаріях інформаційної забезпеченості.

Відповідно до вищеприведених умов, в яких доводиться вирішувати поставлену задачу, було розроблено методику та алгоритм для визначення оптимальних місць встановлення апаратів з дистанційним керуванням та, що передбачає використання адаптивної моделі прогнозування електричного навантаження з урахуванням рівня інформаційної забезпеченості на основі прогнозних значень для реконфігурації мережі з метою мінімізації втрат активної потужності при дотриманні допустимого рівня напруги на шинах, теплового режиму ліній електропередач та ступеню завантаженості трансформаторів підстанцій.

3 ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Прогнозування електричного навантаження являється невід'ємною частиною планування режимів роботи при складанні балансів електроенергії і потужності та керуванні режимами роботи розподільних мереж. Ця задача стає актуальною при імплементації в існуючі мережі джерел розподільної генерації, що призводить до необхідності прогнозу потужності, що генерується для можливості керування режимами мережі, утому числі, і в реальному часі.

Існує безліч методів прогнозування в залежності від інтервалу випередження. Це обумовлено вимогами до певного виду задач при плануванні режимів Оператором системи розподілу. У відповідності до термінології [132], в залежності від встановлених інтервалів прийнята наступна класифікація методів прогнозування навантаження:

- оперативне – від кількох хвилин до декількох годин в межах поточної доби;
- короткострокове – від однієї до декількох діб;
- довгострокове поточне – від одного до декількох місяців, кварталів і до одного року;
- довгострокове – від одного до п'яти років;
- перспективне – на п'ять років і більше.

В практиці західноєвропейських країн [133] зазвичай використовується класифікація, подібна зазначеній але з незначною відмінністю в найменуваннях:

- very short-term load forecasting (найбільш короткострокове прогнозування) – з інтервалом до 24-х годин;
- short-term load forecasting (короткострокове прогнозування) – з інтервалом від 24-х до 168-и годин (від однієї доби до тижня);
- mid-term forecasting (середньострокове прогнозування) – з інтервалом від одного тижня до року;

- long-term forecasting (довгострокове прогнозування) – з інтервалом більше одного року.

Точність прогнозу залежить від математичних моделей і методів, які для цього застосовуються. Взагалі, формування електричного навантаження являється комплексним нестационарним стохастичним процесом [134], який обумовлений наявністю регулярної та випадкової складових [135]. Регулярна складова визначається сезонними коливаннями метеофакторів (частково температури повітря і природнім освітленням) на протязі року, режимами роботи підприємств, а також режимом роботи та відпочинку населення. Нерегулярна складова визначається наявністю в сучасних системах розподілення енергії відновлюваних джерел електроенергії, які в свою чергу напряму залежать від різкозмінних метеоумов та факторів. Також можна включити в цей список різноманітні соціально-економічні фактори, що також мають певний вплив на нерегулярну складову.

Кількість факторів, які впливають на процес формування навантаження, дуже велика. Найчастіше їх розділяють на наступні групи: погодні, часові, економічні, випадкові і т.д.[136].

Найбільш істотний вплив на процес формування електричного навантаження мають метеофактори, а саме: температура повітря, природні освітленість, вологість, швидкість і напрямлення вітру і т.д. Як показано в [138,139], вони суттєво визначають сезонні коливання і добову нерівномірність графіків навантаження. Найбільш сильний вплив має температура повітря та природне освітлення [137,140]. Вплив температури повітря на величину навантаження обумовлено в основному масовим ввімкненням різноманітної кліматичної техніки і установок в зимовий та літній сезони року. Основна частина витрат електроенергії в зимовий період припадає на опалювальні потреби, а в літній – кондиціонування житлових і промислових приміщень, застосування резервних холодильних установок на підприємствах тощо.

В свою чергу приведені вище метеофактори напряду впливають на рівень генерації нетрадиційними джерелами енергії, що, в свою чергу, впливає на зміни режимів розподільчої мережі. Таким чином, при наявній в мережі розподільної генерації постає питання оптимального керування перетоками енергії задля повного задоволення потреби споживачів. Виходячи з цього, виникає проблема не тільки прогнозування електричного навантаження, а і прогнозу генерації з боку нетрадиційних джерел, що і є в комплексі вирішальним при виборі оптимальної конфігурації мережі у реальному часі.

Створення адаптивної моделі прогнозу, яка дасть можливість «сканувати» у часі навантаження мережі, що містить джерела розподіленої генерації дасть змогу обґрунтовано формувати керуючий вплив на її режими при умовах широкого впровадження концепції SmartGrid.

3.1 Огляд і класифікація методів прогнозування

Прогнозування навантаження досить складна задача. По-перше, тому, що часові ряди електричних навантажень складні і в них проявляються кілька рівнів сезонності. По-друге, існує багато важливих екзогенних змінних, які повинні бути враховані при прогнозуванні, особливо змінні, пов'язані з погодою.

Прогнозування навантаження здійснюється за допомогою різних методів, заснованих на аналізі ретроспективної динаміки електроспоживання і діючих на нього факторів, виявленні статистичного зв'язку між ознаками і на побудові прогнозних моделей з використанням різних методів і програмних засобів.

Перші публікації по методам прогнозування електричного навантаження з'явилися на рубежі десятих-двадцятих років минулого століття [141]. До теперішнього часу розроблено велику кількість методів і моделей прогнозування навантаження. Всі вони можуть бути класифіковані як моделі часових рядів, в яких навантаження моделюється як функція його значень, які

можна побачити у минулому, і причинні моделі, в яких навантаження моделюється як функція деяких екзогенних факторів, особливо погодних і соціальних. Деякі з перших моделей є мультиплікативними авторегресійними, динамічними лінійними або нелінійними моделями, граничними авторегресійними, побудованими на фільтрах Калмана. Другі, як правило, є передавальними функціями Бокса і Дженкінса, оптимізаційними моделями, моделями непараметричної регресії та ін. [142].

Незважаючи на таку велику кількість альтернатив, серед класичних методів найбільшого поширення набули лінійні регресійні моделі та моделі, які розкладають навантаження на базову або регулярну і залежну від погоди складові. Ці моделі привабливі тим, що вони дозволяють більш точно прогнозувати навантаження в періоди переходу від робочих днів до вихідних і навпаки, в нерегулярні (святкові та прилягаючі до них) дні і орієнтовані на існуючу в мережі ретроспективну інформацію. Однак вони є, в основному, лінійними моделями, а ряди навантаження, які вони моделюють - нелінійні функції екзогенних змінних.

Існуючі підходи до прогнозування навантажень в вузлах визначаються в першу чергу, рівнем інформаційної забезпеченості, а саме - достатністю і достовірністю телеметричних вимірювань режимних параметрів. У практиці зарубіжних ЕЕС, де є достатня ретроспективна інформація про навантаження в вузлах, для їх прогнозування часто застосовуються ті ж алгоритми, що і для прогнозування сумарних навантажень ЕЕС. Отримана точність прогнозування виявляється порівнянням з точністю вимірювання навантажень підстанцій і є цілком достатньою при плануванні режимів. У випадках недостатності телевимірювань режимних параметрів інформацію для розрахунку вузових навантажень дають результати контрольних вимірювань, що здійснюються зазвичай два рази на рік (в червні і грудні кожного року) для характерних часових зон графіків навантаження ЕЕС. Для прогнозування активних вузових

навантажень в даному випадку застосовуються методи, в яких тим чи іншим способом проводиться розподіл сумарних навантажень ЕЕС по вузлах еквівалентної розрахункової схеми електричної мережі. Коефіцієнти пропорційності визначаються по результатам обробки контрольних замірів [143].

У деяких методах будуються математичні моделі, що зв'язують графіки навантажень ЕЕС і окремих вузлів. Найбільшого поширення набули моделі вузлових навантажень, які використовують лінійний регресійний зв'язок між навантаженнями вузлів і сумарним навантаженням ЕЕС. В цьому випадку при визначенні коефіцієнтів пропорційності враховуються їх сезонні зміни і ієрархічна структура мережі ЕЕС. Для забезпечення балансу вузлових навантажень виникає необхідність врахування втрат потужності в мережах ЕЕС. Для цієї мети застосовуються регресійні моделі другого порядку.

Найбільш перспективним вважають підхід, що пов'язує завдання прогнозування вузлових навантажень і оцінювання стану ЕЕС за даними телевимірювань параметрів режиму ЕЕС при оперативному управлінні. Коефіцієнти пропорційності для вузлових навантажень при цьому можуть визначатися і коригуватися по оціненим вузловим навантаженням, що накопичуються за деякий інтервал часу. Навантаження по реактивній потужності розраховуються, як правило, на основі прогнозних навантажень активної потужності вузлів за допомогою коефіцієнтів потужності навантаження, які визначаються за результатами обробки контрольних замірів або оцінювання стану ЕЕС.

Важливими характеристиками моделей при аналізі і виборі найбільш підходящих математичних моделей, адекватних процесам споживання електроенергії, є такі характеристики:

- метод моделювання трендової, сезонної, тижневої складових часового ряду;

- метод нелінійного моделювання часового ряду;
- метод моделювання внутрішніх взаємозв'язків між конструктивними компонентами, які визначаються при декомпозиції часових рядів на складові;
- метод моделювання випадкової складової часового ряду;
- метод обліку впливу зовнішніх факторів на процес.

Від того який математичний апарат застосовується і яке цільове спрямування, класичні способи прогнозування навантаження можна розділити на три види [144-147]:

- методи аналітичного прогнозування;
- методи статистичного прогнозування;
- методи імовірнісного прогнозування.

Більшість алгоритмів прогнозування електричного навантаження, розроблених в електроенергетиці, є комбінацією різних методів [148].

3.1.1. Статистичні методи

Зазвичай статистичні методи можуть досить точно передбачити добовий графік навантаження в звичайні дні, але їм не вистачає здатності аналізувати навантаження в святкові або інші дні, в зв'язку з відсутністю гнучкості їх структури. Статистичні методи включають множинну лінійну і нелінійну регресію, а також методи, побудовані на основі авторегресійних моделях з лінійним і експоненціальним згладжуванням.

Методи регресії засновані на застосуванні регресійного аналізу (множинної регресії) і є одними з найбільш широко використовуваними статистичними методами, що можливо застосовувати при прогнозуванні електричного навантаження. Термін множинна регресія пояснюється тим, що аналізу піддається залежність однієї ознаки (електричне навантаження) від набору (години, дні тижня, сезон і т.д) незалежних (факторних) ознак.

Регресійний аналіз використовується з двох причин.

1. Опис залежності між змінними допомагає встановити наявність можливого причинного зв'язку між величиною навантаження і факторами, від яких вона залежить;

2. За допомогою рівняння регресії можна прогнозувати значення залежної змінної (навантаження) за значеннями незалежних змінних (факторів), що дозволяє визначити предиктор для залежної змінної.

При побудові рівнянь множинної регресії основним етапом є відбір найбільш істотних факторів, що впливають на результуючу величину навантаження. Цей етап побудови моделі множинної регресії проводиться на основі якісного теоретичного аналізу в поєднанні з використанням статистичних прийомів. Зазвичай відбір факторів проходить дві стадії. На першій стадії на основі змістовного аналізу намічають коло факторів, які теоретично істотно впливають на результуючу величину навантаження. На другій стадії якісний аналіз доповнюється кількісними оцінками, які дозволяють відібрати статистично істотні фактори для розглянутих конкретних умов реалізації зв'язку [149].

При побудові регресійних моделей, перш за все, виникає питання про вид функціональної залежності, що характеризує взаємозв'язки між результуючою ознакою (електричним навантаженням) і декількома ознаками-факторами. Вибір форми зв'язку повинен ґрунтуватися на якісному, теоретичному і логічному аналізі сутності досліджуваних явищ.

Найчастіше обмежуються лінійної регресією, тобто залежністю виду:

$$Y=a+b_1\cdot X_1+b_2\cdot X_2+\dots+b_n\cdot X_n+\varepsilon,$$

де Y – результуюча ознака (електричне навантаження); X_1, \dots, X_n – факторні ознаки (фактори); b_1, \dots, b_n – коефіцієнти регресії; a – вільний член рівняння; ε – “похибка” моделі.

Коефіцієнти регресії b_j визначаються таким чином, щоб розбіжність ε , яка

характеризує ступінь наближення реальних значень результуючої ознаки Y за допомогою лінійної моделі $a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n$, була мінімальною. Це досягається на основі методу найменших квадратів.

В даний час найбільш широко використовуються наступні методи оцінки параметрів моделі багатовимірної регресії [150]:

- метод байесовських оцінок параметрів, він застосовується, коли апіорі відомо розподіл ймовірностей сімейства умовних розподілів;
- метод максимальної правдоподібності, який використовується, якщо відсутня інформація про щільність ймовірностей, а апіорі відома лише умовна щільність;
- метод найменших квадратів, який не вимагає ніякої додаткової апіорної інформації про процес, крім безпосередньо вибірок реалізацій самого процесу і факторів, що впливають.

Для коректного використання регресійного аналізу слід дотримуватися певних умов. Факторні ознаки повинні бути некорельовані (відсутність мультиколінеарності), вони передбачаються вимірними точно, і в їх вимірах немає автокореляції, тобто значення ознак у одного об'єкта не повинні залежати від значень ознак у інших об'єктів. Результуюча ознака повинна мати постійну дисперсію. Досліджувана сукупність повинна бути в достатній мірі якісно однорідною. Істотні порушення цих умов призводять до некоректного використання моделей множинної регресії.

Обмеженням в застосуванні лінійних регресійних моделей також є те, що між погодними змінними і навантаженням існують нелінійні залежності. Алгоритм лінійної регресії для динамічного процесу з нелінійними зв'язками з метеофакторами не може впоратися із завданням точного прогнозу.

Методи регресії зазвичай використовуються для моделювання взаємозв'язків електричного навантаження з іншими факторами, такими як

погодні фактори (температура, вологість, швидкість і напрям вітру та ін.), тип дня і клас споживачів. Моделі регресії включають детерміновані чинники, наприклад, святкові дні, а також стохастичний вплив, такий як екзогенні чинники, наприклад, метеорологічні. Ці методи засновані на експериментальних даних навантаження в минулому, щоб встановити математичну модель для прогнозування майбутнього навантаження.

Методи часових рядів засновані на припущенні, що дані мають деяку внутрішню структуру, наприклад, автокореляції, тенденції або сезонні зміни. Методи часових рядів дозволяють виявляти і досліджувати таку внутрішню структуру і використовувалися протягом багатьох десятиліть в таких областях, як економіка, цифрова обробка сигналів, а також при прогнозуванні електричного навантаження [151]. Зокрема, моделі ARMA (авторегресія ковзного середнього), ARIMA (авторегресія інтегрованого ковзного середнього) і ARIMAX (авторегресія інтегрованого ковзного середнього з зовнішніми змінними) є найбільш часто використовуваними класичними методами часових рядів. Моделі ARMA зазвичай використовуються для стаціонарних процесів в той час як ARIMA є продовженням ARMA для нестаціонарних процесів. ARMA і ARIMA використовують час і навантаження в якості єдиних вхідних параметрів. Оскільки навантаження, як правило, залежить від погоди і часу доби, тобто від зовнішніх чинників, то модель ARIMAX є найбільш природним інструментом для прогнозування електричного навантаження серед класичних моделей часових рядів.

Методи, засновані на теорії часових рядів, поряд з екстраполяційними і регресійними методами, також отримали широке поширення при побудові короткострокових прогнозів електроспоживання, оскільки суб'єкти оптового ринку електроенергії – енергозбутові підприємства, мають велику кількість ретроспективних даних про електроспоживання, а методи цієї групи націлені на

обробку великих масивів даних, і дозволяють знаходити в них закономірності, а також використовувати ці закономірності при побудові моделей прогнозу. Недоліками таких методів, є те, що вони не завжди забезпечують необхідну точність прогнозування. Однак, при використанні методів часових рядів в комплексі, наприклад з інтелектуальними методами, необхідна точність може бути досягнута, а використовувані методи, в цьому випадку правильніше буде віднести до групи гібридних методів.

3.1.2 Методи, засновані на нечіткій логіці. Нечітка логіка є узагальненням звичайної булевої логіки, використовуваної для цифрового проектування ланцюгів. Вхід за булевої логіки набуває значення "вірно" або "невірно". За нечіткої логіки вхід пов'язаний з певними якісними діапазонами. Наприклад, величина електричного навантаження може бути "низькою", "середньою" чи "високою". Нечітка логіка дозволяє логічно вивести виходи з нечітких входів. У цьому сенсі нечітка логіка є одним з декількох методів для відображення входу до виходу. З такими правилами система нечіткої логіки може бути дуже ефективною при використанні для прогнозування електричного навантаження. Звичайно в багатьох ситуаціях необхідний точний (чіткий) вихід. У цьому випадку після логічної обробки нечітких входів може бути використана "дефазифікація" для отримання детермінованих значень прогнозу електричного навантаження [153].

Методи основані на теорії нечіткої логіки, такі як метод нечітких часових рядів, можуть застосовуватися для задачі прогнозування графіків електричного навантаження, що відповідає ситуації наявності недостатньої інформаційної забезпеченості відносно даних щодо навантаження в розподільних мережах.

3.1.3 Методи машинного навчання

Машинне навчання – це наукове дослідження алгоритмів і статистичних моделей, які комп'ютерні системи використовують для виконання конкретного

завдання без використання явних інструкцій, натомість покладаючись на шаблони і умовиводи. Це розглядається як підмножина штучного інтелекту. Алгоритми машинного навчання будують математичну модель на основі вибіркового даних (добовий графік електричного навантаження), відомих як «навчальні дані», для того, щоб робити прогнози або приймати рішення без явного програмування для виконання завдання [155].

Support Vector Regression (SVR). Розвиток обчислювальної техніки породив безліч моделей штучного інтелекту, які можна застосовувати для врегулювання різних випадків, наприклад, таких як прогнозування електричного навантаження. Support Vector Regression (SVR) – це додаток методу опорних векторів (Support Vector Machine) для випадків регресії. Різні дослідження були проведені з використанням методу регресії опорних векторів для вирішення випадків прогнозування навантаження з хорошою точністю в порівнянні з іншими методами. SVR – метод, який може подолати перенавчання, що приводить до високої точності прогнозу [156], що свідчить про переваги і точність результатів [157] і може бути застосований до різних випадків з безперервними даними, такими як електричне навантаження[158].

Extreme Gradient Boosting або XGBoost - це бібліотека алгоритмів підвищення градієнта, оптимізованих для сучасних завдань та інструментів, пов'язаних з наукою про дані. При цьому застосовується модернізована модель класичного градієнтного підвищення і реалізовується в простій у використанні бібліотеці [159].

В основі XGBoost лежить алгоритм градієнтного бустінга дерев рішень, яке будується на основі розбиття навчальної вибірки (графіку електричного навантаження). Градієнтний бустінг – це техніка машинного навчання для задач класифікації і регресії (прогнозування навантаження), яка будує модель прогнозу в формі ансамблю слабких прогнозних моделей, зазвичай дерев

рішень [160]. Навчання ансамблю проводиться послідовно на відміну, наприклад від беггінгу [161]. На кожній ітерації обчислюються відхилення прогнозів вже навченого ансамблю предикторів величини електричного навантаження на навчальній вибірці. Наступна модель, яка буде додана в ансамбль буде враховувати ці відхилення. Таким чином, додавши прогноз нового дерева до прогнозу навченого ансамблю ми можемо зменшити середнє відхилення моделі, котре є ціллю оптимізаційної задачі. Нові дерева додаються в ансамбль до тих пір, поки помилка зменшується, або поки не виконується одне з правил "ранньої зупинки".

Gradien tBoosting – це метод машинного навчання для задач регресії (прогнозування електричного навантаження) і класифікації, який створює модель прогнозування у вигляді безлічі моделей слабого прогнозування, зазвичай дерев рішень. Він будує модель поетапно, як і інші методи, і узагальнює їх, дозволяючи оптимізувати довільну диференційовану функцію втрат, яка є мірою того, наскільки добре навчена модель передбачає цільову змінну на навчальній вибірці. Типовими прикладом функції втрат є середньоквадратична помилка (MSE) в задачах регресії і логістична функція втрат (logistic loss) в задачах класифікації[161].

Відповідний алгоритм розрахунку включає в себе[160-162]:

1. Задаємося масивом даних (графіком електричного навантаження), по якому буде виконуватися прогноз.
2. Ініціалізуємо модель з постійним значенням (початкове прогнозне значення).
3. Розраховуємо різниці між фактичним і прогнозним значенням навантаження.
4. Будуємо дерево рішень відповідно до критерію найкращого розщеплення і створюємо кінцеві області («листя» дерева).

5. Розраховуємо нові прогностні значення відповідно архітектурі дерева рішень.

6. Оновлюємо результати прогнозування електричного навантаження та переходимо до наступної ітерації.

RandomForest (RF) – це ансамблевий метод навчання для класифікації, регресії (прогнозування електричного навантаження) та інших завдань, які реалізуються шляхом побудови безлічі дерев рішень під час навчання і знаходження класу окремих дерев [163].

Random Forest коригує звичку дерев рішень перенавчатися відповідно їх навчальному набору [164], що являється значною перевагою для задачі прогнозу навантаження.

Алгоритм побудови дерев рішень містить наступні кроки:

- обирається підвибірка навчальної вибірки (вибірка з графіку електричного навантаження) довільного розміру, а по ній будується дерево рішень.

- для побудови кожного розщеплення в дереві переглядаємо набір випадкових ознак (для кожного нового розщеплення - свої випадкові ознаки, наприклад час).

- обираємо найкращу ознаку і проводимо розщеплення по ній (по заздалегідь заданому критерію). Дерево будується, як правило, до вичерпання вибірки, але в сучасних реалізаціях є параметри, які обмежують висоту дерева, число об'єктів в листі і число об'єктів в підвибірці, при якому проводиться розщеплення.

Тобто, згідно даного методу ми паралельно створюємо дерева рішень, обираючи будь-які діапазони даних з графіку навантаження і розраховуємо прогностні значення, які на виході усереднюються для кожного діапазону згідно розщеплення дерева.

Алгоритм **AdaBoost** (скор. від adaptive boosting) - алгоритм машинного навчання, запропонований Йоав Фройндом і Робертом Шапіро[167]. Це є мета-алгоритмом, де в процесі навчання будується композиція з базових алгоритмів навчання для поліпшення їх ефективності. AdaBoost є алгоритмом адаптивного бустинга в тому сенсі, що кожен наступний класифікатор будується по об'єктах, які погано класифікуються попередніми класифікаторами.

Для реалізації задачі прогнозування електричного навантаження AdaBoost використовують разом з короткими деревами рішень. Після створення першого дерева перевіряється його ефективність на тренувальній вибірці (вибірці графіку навантаження) для визначення ступеню помилки прогнозних значень навантаження, щоб зрозуміти, скільки уваги необхідно приділити наступному дереву. Відповідним моделі створюються послідовно одна за одною, і кожна з них оновлює ваги для наступного дерева. Після побудови всіх дерев робляться прогнози для нових прогнозних даних навантаження, і ефективність кожного дерева залежить від того, наскільки точним воно функціонувало на тренувальних даних (вибірка з добового графіку).

Так як в цьому алгоритмі велика увага приділяється виправленню помилок моделей, важливо, щоб в даних були відсутні аномалії (повнота та адекватність ретроспективних даних електричного навантаження) [168].

3.2 Прогнозування режимів розподільних мереж з джерелами розподіленої генерації

3.2.1 Особливості прогнозування електричного навантаження при задачі вибору оптимальної конфігурації розподільних мереж

У класичному розумінні задача планування режимів розподільних мереж включає в себе:

- обробка контрольних вимірювань навантаження;

- визначення статистичних характеристик навантажень;
- прогноз навантаження у вузлах електричних мереж на задані періоди часу;
- розрахунок і аналіз усталених режимів роботи розподільних мереж;
- розрахунок, аналіз, нормування і прогноз втрат електроенергії в мережі і т.д. [169].

На сьогодні ця задача вимагає постійного моніторингу за показниками втрат активної потужності в мережі і прийняття оперативних рішень по їх мінімізації шляхом реконфігурації мережі. В цьому випадку для своєчасного задоволення зростаючих потреб в електричній енергії, вирівнювання графіків навантаження, зниження втрат потужності, компенсації реактивної потужності, запобіганню зниження напруги в мережі і т.д. прогнозування навантаження відіграє важливу роль у формуванні даних для проведення оперативних перемикачів в режимі реального часу.

Основне завдання, яке доводиться вирішувати для всіх електричних мереж з розімкненим топологією, в тому числі і для міських розподільних мереж, - вибір їх оптимальних точок розмикання. Різні шляхи вирішення даного завдання пропонуються в [170,171]. Розмикання мережі проводиться диспетчером дистанційно за допомогою сучасних комутаційних апаратів, таких як реклоузери або дистанційно керованими вимикачами, які дозволяють дистанційно проводити комутації в мережі. Але з метою збереження комутаційного ресурсу перемикачів комутаційних апаратів має сенс робити тільки в тому випадку, коли режими, які формуються в розподільній мережі триватимуть певний проміжок часу, наприклад, не менше двох годин.

Відомо, що споживання енергії окремим споживачем в кожен момент часу - величина випадкова, але воно підпорядковується певним статистичним закономірностям і тому може бути передбачене з деякою мірою вірогідності.

Знання цих закономірностей необхідно для визначення динаміки розвитку і прогнозу навантаження.

Виходячи з вищеприведеного задача прогнозування стає вкрай важливою для оперативного керування режимами розподільних мереж в режимі реального часу.

3.2.2 Оцінка впливу джерел розподіленої генерації на розподільну мережу

Технології розподіленої генерації зазвичай визначаються як варіанти генерації малого масштабу, які підключаються до електричної розподільчої мережі. У міру того, як спектр таких технологій збільшується, і деякі з них почали досягати значного впровадження, все більша увага приділяється їх потенційному впливу, як позитивного, так і негативного, на електричні мережі.

Самі технології значно розрізняються по своїй роботі і потенційному впливу. Когенерація, мікротурбіни і біоенергетика зазвичай мають обмежену залежність від погоди і, отже, забезпечують відносно постійне і передбачуване вироблення енергії в порівнянні з вітряними і сонячними технологіями. Вітряні установки малої потужності, пов'язані з мережею, в даний час відносно рідкісний випадок, і тому в більшості країн в даний час має дуже незначний вплив на розподільні мережі. У тих випадках, коли вітряні установки малої потужності використовуються в місцях з широким впровадженням, таких як віддалені міні-мережі, має місце використання різного роду накопичувачів та застосування дизель-генераторних установок. Сонячні технології, з іншого боку, в даний час швидко розгортаються в багатьох країнах, проте потужність джерела енергії, яке використовується в цій технології, може значно коливатися в часових масштабах і є лише частково передбачуваною. Сама фотоелектрична технологія практично не має власного накопичувача енергії. Відповідно це може мати значний негативний вплив на якість електроенергії при значній мірі впровадження, якщо не буде вжито відповідних заходів [172].

Потенційні позитивні впливи на роботу мережі можуть включати в себе зменшення мережевих потоків і, отже, зниження втрат потужності і втрат напруги. Потенційні негативні впливи включають: коливання напруги, підвищення напруги і виникнення зворотного потоку потужності, коливання потужності, зміни коефіцієнта потужності, зниження частоти і поява вищих гармонік, ненавмисне відключення та ін. [173].

Враховуючи зазначене, задача прогнозування вихідної потужності альтернативних джерел енергії зокрема сонячних панелей має низку своїх особливостей.

3.3 Розробка алгоритму прогнозування параметрів режимів розподільних мереж

Проаналізувавши добові графіки електричного навантаження можна зробити висновок, що для вирішення поставленого завдання розробки моделі короткострокового прогнозування, модель повинна працювати на тих ділянках графіка, де є виражена зміна значення електричного навантаження. Для того, щоб перевірити і протестувати різні види моделей машинного навчання для вирішення поставленого завдання вибираємо чотири часових відрізка на добовому графіку навантаження і виконаємо їх прогнозування.

Згідно проведеного аналізу існуючих методів прогнозування, в якості основних було обрано 3 методи машинного навчання (Gradient Boosting, XGBoost та Random Forest) та метод нечітких часових рядів в залежності від сценаріїв повноти інформаційної забезпеченості відносно інформації щодо навантаження в вузлах електричної мережі і вихідної потужності джерел розосередженої генерації.

3.3.1 Прогнозування електричного навантаження згідно сценаріїв інформаційного забезпечення 1 та 2

При умові достатньої інформаційної забезпеченості вибираємо серед методів машинного навчання алгоритми Gradient Boosting, XGBoost та Random Forests, який включає наступні етапи.

1. Використання крос-валідації дозволяє оцінити прогностну модель, використовуючи навчальний набір даних. Подібне оцінювання виконується для того, щоб налаштувати параметри моделі і з'ясувати її реальні можливості без участі тестового набору даних.

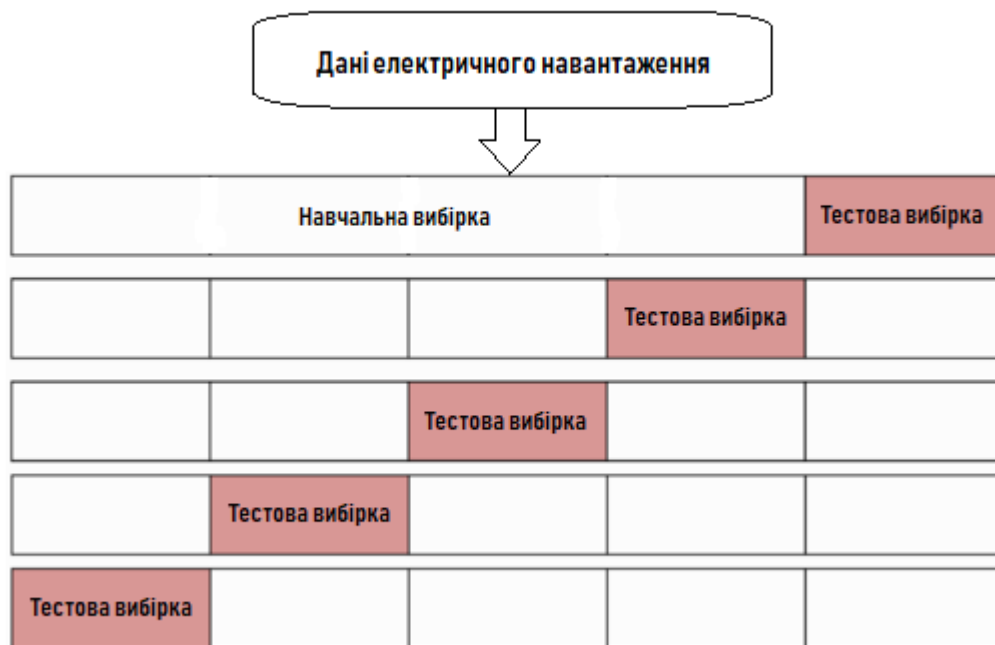


Рисунок 3.1 - Алгоритм проведення крос-валідації

2. На основі результатів крос-валідації вибираємо методи, які показали найбільшу стабільність на всіх тренувальних ділянках. Проводимо прогнозування електричного навантаження для вибраної ділянки графіку навантаження.

Алгоритм прогнозування електричного навантаження з використанням методу Gradient Boosting.

Крок 1: Задаємося вихідними даними електричного навантаження: $\{(x_i, y_i)\}_{i=1}^n$, де x_i – фактори, від яких залежить значення навантаження, y_i – значення електричного навантаження в i -й момент часу.

Крок 2: Ініціалізація моделі з постійним значенням:

$$F_0(x) = \underset{\gamma}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^n L(y_i, F(x_i))$$

Згідно цього виразу ми задаємося початковим прогнозним значенням навантаження на першій ітерації, де $L(y_i, F(x_i))$ – квадратична функція втрат (y_i – фактичне значення навантаження в i -й момент часу, $F(x_i)$ – прогнозне значення навантаження в i -й момент часу, x_i – фактори, від яких залежить значення навантаження).

Крок 3: для $m=1$ до M :

а) Розраховується:

$$r_{im} = - \left[\frac{\partial L(y_i, F(x_i))}{\partial L(F(x_i))} \right]_{F(x)=F_{m-1}(x)}, \text{ для } i = 1, \dots, n$$

Згідно цього виразу ми знаходимо різниці між фактичним та прогнозним значенням навантаження.

б) Будується дерево рішень для значень r_{im} і створюється кінцева область R_{jm} для $j = 1, \dots, J_m$. Тобто, використовуючи значення розрахованих різниць між фактичним і прогнозним значенням навантаження в пункті а) ми розщеплюємо вибірку і знаходимо оптимальний критерій розщеплення за індексом $Gini$ (в загальному випадку $Gini = 1 - P_{yes}^2 - P_{no}^2$, де P_{yes} – вірогідність випадку, що відповідає розбиттю вибірки, P_{no} – вірогідність випадку, що не відповідає розбиттю вибірки) для побудови дерева рішень.

в) Для $j = 1, \dots, J_m$ розраховується:

$$\gamma_{jm} = \underset{\gamma}{\operatorname{argmin}} \sum_{x_i \in R_{ij}} L(y_i, F_{m-1}(x_i) + \gamma)$$

Згідно цього виразу ми розраховуємо вихідні значення для кожного листа дерева.

г) Оновлення результатів:

$$F_m(x) = F_{m-1}(x) + v \sum_{j=1}^{J_m} \gamma_j I(x \in R_{jm}),$$

де v – швидкість навчання, $F_{m-1}(x)$ – прогнозне значення електричного навантаження на попередній ітерації, $\sum_{j=1}^{J_m} \gamma_j I(x \in R_{jm})$ – сума вихідних значень для кожного листа дерева.

Згідно цього виразу отримаємо нове прогнозне значення навантаження.

Крок 4: Далі алгоритм повторюється.

Алгоритм прогнозування електричного навантаження з використанням методу XGBoost

Зазначений алгоритм передбачає наступну послідовність дій.

Задаємося вихідними даними електричного навантаження: $\{(x_i, y_i)\}_{i=1}^n$, де x_i – фактори, від яких залежить значення навантаження, y_i – значення електричного навантаження в i -й момент часу.

Крок 1: Ініціалізація моделі з постійним початковим значенням електричного навантаження

а) Задаємося якимось усередненим початковим значенням $F_0(x)$ прогнозу електричного навантаження;

б) Використовуючи функцію втрат можна побудувати дерево рішень, мінімізуючи наступний вираз:

$$L = \operatorname{argmin} \left[\sum_{i=1}^n L(y_i, p_i) \right] + \frac{1}{2} \lambda \cdot O_{value}^2,$$

Де $L(y_i, p_i)$ – квадратична функція втрат, λ – параметр регуляризації, y_i – фактичне значення навантаження в i -й момент часу, p_i – прогнозне значення навантаження в i -й момент часу.

Звідси знаходимо значення:

$$O_{value} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - p_i)}{n + \lambda}$$

Крок 2: для $m=1$ до M :

а) Розраховується:

$$r_{im} = - \left[\frac{\partial L(y_i, p_i)}{\partial L(p_i)} \right]_{F(x)=F_{m-1}(x)}, \text{ для } i = 1, \dots, n$$

Згідно цього виразу ми знаходимо різниці між фактичним та прогнозним значенням навантаження.

б) Побудова дерева рішень для значень r_{im} і створення кінцевої області R_{jm} для $j = 1, \dots, J_m$. Тобто, використовуючи значення розрахованих різниць в пункті а) ми розщеплюємо вибірку і знаходимо оптимальний критерій розщеплення за значенням S_{score} :

$$S_{score} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - p_i)^2}{n + \lambda}$$

в) Розрахуємо значення O_{value} для кожного листа дерева згідно розщеплення дерева рішень.

г) Оновлення результатів

$$F_m(x) = F_0(x) + \varepsilon O_{value},$$

де ε – швидкість навчання, яке по замовчуванню приймається $\varepsilon = 0,3$.

Згідно цього виразу ми отримуємо нові прогнозні значення електричного навантаження. Далі алгоритм повторюється.

Алгоритм прогнозування електричного навантаження з використанням методу Random Forest

По-перше, задаємося вихідними даними електричного навантаження: $\{(x_i, y_i)\}_{i=1}^n$, де x_i – фактори, від яких залежить значення навантаження, y_i – значення електричного навантаження в i -й момент часу. Далі виконуємо:

Крок 1. Обираємо діапазон даних з вибірки для побудови першого дерева рішень. Тобто для графіку навантаження ми обираємо довільний діапазон даних, для якого будуємо перше дерево рішень.

Крок 2. Розбиваємо нову вибірку на інтервали згідно певного фактору (наприклад часу).

Крок 3. Для розбиття кореню на листя в цьому випадку використовується середнє значення електричного навантаження на інтервалі $P_{average}$ та для кожного листа розраховується $Res_{squared}$, як сума квадратів значень різниці між фактичним значенням та $P_{average}$ для оцінки кожного розщеплення.

$$Res_{squared} = \sum_{i=1}^n (P_i - P_{average})^2,$$

$$\text{де } P_{average} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}$$

Крок 4. Оновлення результатів прогнозу електричного навантаження проводиться після побудови множини дерев рішень. Розрахунок відбувається за принципом пошуку для кожного P_i інтервал, в який він потрапляє в кожному дереві. Результатом нового прогнозу буде середнє значення суми $P_{average}$:

$$F_m(x_i) = \frac{\sum_{i=1}^n P_{average}}{n}$$

Крок 5. Проводимо розрахунок точності прогнозних моделей. Використовуємо модель з найменшою похибкою на наступному кроці прогнозування, паралельно проводячи розрахунок за іншими моделями. Далі алгоритм повторюється. В якості оцінки використовуємо наступні показники похибки:

1) MAPE - середня абсолютна похибка у відсотках:

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i} \quad (5)$$

де y_i - фактичне значення електричного навантаження;
 \hat{y}_i - прогнозне значення електричного навантаження;
 n - кількість значень у вибірці.

2) MAE – середня абсолютна похибка:

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i|}{n} \quad (6)$$

3) MSE – середньоквадратична похибка:

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (7)$$

4) Коефіцієнт детермінації R^2 :

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{res}}{SS_{tot}} \quad (8)$$

де SS_{res} - сума різниць значення фактичного навантаження та прогнозного;

SS_{tot} - загальна сума різниць значення фактичного навантаження та прогнозного.

5) Медіанна оцінка похибки:

$$MedAE = median(|y_1 - \hat{y}_1|, \dots, |y_n - \hat{y}_n|) \quad (9)$$

6) Середньоквадратична логарифмічна похибка:

$$MSLE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\log(1 + y_i) - \log(1 + \hat{y}_i))^2 \quad (10)$$

Отримані результати дають підставу для формування адаптивного алгоритму прогнозування електричних навантажень. У цьому випадку у відповідності з сценаріями інформаційного забезпечення 1 та 2 мова може йти відносно прогнозування як навантажень окремих вузлів мережі, так і їхнього

загального навантаження. Сутність запропонованого підходу полягає в тому, що прогноз навантаження здійснюється одночасно за допомогою декількох методів, але для прийняття рішення приймається результат, який було отримано з використанням методу, що на попередньому кроці мав мінімальну (згідно (5) – (10)) похибку. На наступному кроці зазначена процедура повторюється. Відповідний алгоритм прогнозування наведено на рис. 3.2.



Рисунок 3.2 – Алгоритм моделі з адаптивним прогнозуванням електричного навантаження

Таким чином, приведений алгоритм передбачає адаптивний характер прогнозування. Це означає, що на кожному кроці прогнозування модель оцінює точність певного методу прогнозування та обирає той, який для даних відрізка часу демонструє найкращий результат.

3.3.2 Прогнозування електричного навантаження згідно сценарію інформаційного забезпечення 3

Випадок недостатньої інформаційної забезпеченості і неповноти даних значень електричного навантаження вимагає застосування моделей, які можуть врахувати цей фактор і по доступним даним з певною мірою точності виконати прогноз.

З цією метою в рамках дослідження було прийнято використання методу нечітких часових рядів для прогнозування електричного навантаження для сценарію 3 приведенного вище.

Алгоритм методу нечітких часових рядів

Нехай $X_t, (t = 1, 2, \dots) \subset R$ – універсальна множина, на якій визначені нечіткі множини $\widetilde{y}_t^i, (i = 1, 2, \dots)$ і Y_t -колекція $y_t^i, (i = 1, 2, \dots)$. Тоді \widetilde{Y}_t – нечіткий часовий ряд.

На практиці в більшості часових рядів послідовні спостереження значень електричного навантаження залежні так, що:

$$R = \{(y_t, y_{t-1}), (y_{t-1}, y_{t-2}), \dots\} \subseteq Y_t \times Y_{t-1},$$

де Y_t, Y_{t-1} – позначають змінні, y_t, y_{t-1} спостерігаємі значення цих змінних.

Найбільш частою моделлю залежності є явна функція:

$$f: Y_{t-1} \rightarrow Y_t,$$

представлена лінійною функцією:

$$y_t = f(y_{t-1}, \emptyset, \varepsilon) = \emptyset y_{t-1} + \varepsilon_t,$$

де ε_t – випадкова помилка. У випадку нечіткого часового ряду в якості моделі авторегресії використовується наступне рівняння:

$$\begin{aligned} \widetilde{y}_t^i &= y_{t-1}^i \circ R_{ij}(t, t-1), \\ y_t^i &\in Y_t, y_{t-1}^i \in Y_{t-1}, i \in I, j \in J, \end{aligned}$$

де \circ - означає операцію композиції з теорії нечітких множин; $R(t, t - 1) = \cup_{i,j} R_{ij}(t, t - 1)$ – система нечітких відношень, яка символічно може бути записана у вигляді $Y_t \rightarrow Y_{t-1}$. Система відношень R у виразі $Y_t = Y_{t-1} \circ R(t, t - 1)$ визначає модель нечіткого часового ряду першого порядку.

Моделювання нечітких часових рядів у відповідності з нечіткою моделлю полягає у реалізації наступних кроків:

1. Визначення нечітких змінних – розбиття даних електричного навантаження на множину інтервалів (носіїв нечітких множин), визначення лінгвістичних значень нечітких множин і їх функцій приналежності.
2. Формування логічних відношень $Y_t \rightarrow Y_{t-1}$.
3. Фазифікація вхідних даних електричного навантаження – визначення ступеню приналежності вхідних даних вхідним нечітким змінним.
4. Вираховування результату застосування нечіткого правила $R_{ij}(t, t - 1)$ кожній імплікації.
5. Вираховування результуючого відношення R як об'єднання $\cup_{i,j} R_{ij}(t, t - 1)$.
6. Застосування отриманої моделі для вхідних даних для отримання нечітких вихідних результатів.
7. Дефазифікація нечітких результатів (отримання прогнозних значень електричного навантаження).

Висновки:

В ході аналізу короткострокових методів прогнозування було проаналізовано класичні методи, методи на основі нечіткої логіки та методи машинного навчання. Специфіка технологічної задачі визначила вибір методів прогнозування електричного навантаження та генерації джерелами РГ для задачі управління режимами розподільних мереж у реальному часі. Головним чинником, який вплинув на вибір методів став фактор інформаційної забезпеченості даних по режимам роботи розподільної мережі.

В розробленій методиці закладені два варіанти розвитку подій: коли вихідна інформація є в необхідному обсязі і коли вихідна інформація неповна або недостатня для використання класичних моделей прогнозування. Для першого варіанту пропонується використовувати такі методи короткострокового прогнозування як: Gradient Boosting, XGBoost, Random Forest. Дані методи широко застосовувалися для такого роду завдань і показували досить хороші результати.

Для другого варіанту пропонується використовувати модифікацію методу нечітких часових рядів. Даний метод дозволяє враховувати невизначеність інформації характерну для розподільних мереж без наявності сучасних засобів вимірювальної техніки.

4 ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗУВАННЯ

Процес побудови прогнозу електричного навантаження заснований на використанні ретроспективних даних, які, в свою чергу залежать від низки факторів, що визначають характер та величину навантаження в той чи інший момент часу. В даному дослідженні у випадку достатньої інформаційної забезпеченості пропонується використання адаптивної моделі прогнозування на основі трьох методів машинного навчання (Gradient Boosting, XGBoost, Random Forest). Особливістю використання даних методів є процес адаптації їх до цілей та задач дослідження. Це виражається у розбитті даних електричного навантаження на дві частини: навчальну та тестову послідовності.

У даній роботі розглядається короткострокове прогнозування в межах декількох годин і тільки тих ділянок, в яких спостерігається суттєва зміна значення електричного навантаження. В якості тестової послідовності обрано ретроспективні дані добового графіка навантаження з усередненими значеннями за 15 хвилин, а в якості навчальної – усереднені значення навантаження за 5 робочих і два вихідних дні.

Розміри послідовностей вибиралися з тих міркувань, що при прогнозуванні на кілька годин модель повинна бути натренована на даних, які повинні включати в себе інформацію як графіки навантаження робочих днів, так і вихідних. Вибирати розмір послідовності більше тижня не має сенсу, так як більш ранні дані можуть негативно вплинути на точність моделі короткострокового прогнозування.

4.1 Реалізація етапу адаптації методу Gradient Boosting на тестовій послідовності для задачі прогнозування електричного навантаження

Алгоритм розрахунку:

Задаємося вихідними даними електричного навантаження усередненими за 15 хвилин, які представляють собою масив з ретроспективними даними та фактори (в даному випадку час), від яких вони залежать: $\{(x_i, y_i)\}_{i=1}^n$



Рисунок 4.1 – Дані електричного навантаження

Для даного прикладу візьмемо вибірку з даного добового графіка навантаження, де присутня суттєва його зміна у часі.

Таблиця 4.1 – Вибірка з добового графіку електричного навантаження

№ п/п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Час, хв	02:00	02:15	02:30	02:45	03:00	03:15	03:30	03:45	04:00	04:15	04:30	04:45	05:00	05:15	05:30	05:45	06:00
Р, кВт	9364,67	9224,93	9189,71	9088,54	9021,06	9068,99	8968,40	8955,61	8964,91	8966,28	8947,74	8956,44	9075,99	9111,90	9403,77	9474,71	9686,93

При вирішенні задачі прогнозування необхідно враховувати диференційовану функцію втрат. Найчастіше для таких задач використовується квадратична функція втрат: $L(y_i, F(x_i)) = \frac{1}{2}(y_i - F(x_i))^2$, похідна якої дорівнює: $L'(y_i, F(x_i)) = -(y_i - F(x_i))$, де y_i - фактичне значення

навантаження в i -й момент часу, $F(x_i)$ - прогнозне значення навантаження в i -й момент часу, x_i - фактор, від якого залежить значення навантаження (час, хв.)

Крок 1: Ініціалізація моделі з постійним значенням:

$$F_0(x) = \underset{\gamma}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^n L(y_i, F(x_i))$$

$$\begin{aligned} \frac{d}{dy} \left(\frac{1}{2} (9364,67 - F_0(x))^2 + \frac{1}{2} (9224,93 - F_0(x))^2 + \dots + \frac{1}{2} (9686,93 - F_0(x))^2 \right. \\ \left. - (9364,67 - F_0(x)) - (9224,93 - F_0(x)) + \dots - (9686,93 - F_0(x)) \right) = 0 \\ F_0(x) = 9145,33 \end{aligned}$$

Тому першим прогнозним значенням для всіх значень вибірки буде $F_0(x) = 9145,33$ кВт.

Крок 2: для $m=1$ до M :

а) Розраховується:

$$r_{im} = - \left[\frac{\partial L(y_i, F(x_i))}{\partial L(F(x_i))} \right]_{F(x)=F_{m-1}(x)}, \text{ для } i = 1, \dots, n$$

$$r_{1,1} = - \left[\frac{d}{dy} \left(\frac{1}{2} (y_1 - F_0(x))^2 \right) \right] = y_1 - F_0(x) = 9364,67 - 9145,33 = 219,34$$

$$r_{2,1} = y_2 - F_0(x) = 9224,93 - 9145,33 = 79,60$$

...

$$r_{17,1} = y_{17} - F_0(x) = 9686,93 - 9145,33 = 541,61$$

Таблиця 4.2 – Значення r_{im} для даної вибірки

r_{im}	$r_{1,1}$	$r_{2,1}$	$r_{3,1}$	$r_{4,1}$	$r_{5,1}$	$r_{6,1}$	$r_{7,1}$	$r_{8,1}$	$r_{9,1}$	$r_{10,1}$	$r_{11,1}$	$r_{12,1}$	$r_{13,1}$	$r_{14,1}$	$r_{15,1}$	$r_{16,1}$	$r_{17,1}$
	219,34	79,6	44,38	-56,79	-124,3	-76,34	-176,9	-189,7	-180,4	-179	-197,6	-188,9	-69,34	-33,43	258,44	329,38	541,61

б) Побудова дерева рішень для значень r_{im} і створення кінцевої області

R_{jm} для $j = 1, \dots, J_m$.

Для побудови дерева рішень для початку необхідно розбити вибірку на певні інтервали:

Час, хв.	r_{im}	
02:00	219,34	
		02:07
02:15	79,60	
		02:22
02:30	44,38	
		02:37
02:45	-56,79	
		02:52
03:00	-124,27	
		03:07
03:15	-76,34	
		03:22
03:30	-176,93	
		03:37
03:45	-189,72	
		03:52
04:00	-180,41	
		04:07
04:15	-179,04	
		04:22
04:30	-197,59	
		04:37
04:45	-188,89	
		04:52
05:00	-69,34	
		05:07
05:15	-33,43	
		05:22
05:30	258,44	
		05:37
05:45	329,38	
		05:52
06:00	541,61	

Наступним кроком є класифікація вибірки на кожному інтервалі згідно певного параметру (створення кореня дерева з двома листями). Нехай це буде приналежність r_{im} позитивному чи негативному значенню:

1-й корінь

		Time<02:07		
	+		-	
yes	no		yes	no

1	0	11	5
---	---	----	---

Для кожного кореню ми розраховуємо індекс *Gini*, за яким ми будемо оцінювати корінь, який найкраще виконує розбиття вибірки.

Розрахуємо індекс *Gini* для лівого листа:

$$Gini_{leftleaf} = 1 - P_{yes}^2 - P_{no}^2,$$

де P_{yes}^2, P_{no}^2 – вірогідність того, що значення позитивне або негативне відповідно.

$$Gini_{leftleaf} = 1 - \left(\frac{1}{1+0}\right)^2 - \left(\frac{0}{1+0}\right)^2 = 0$$

Відповідно розрахуємо індекс *Gini* для правого листа:

$$Gini_{rightleaf} = 1 - \left(\frac{11}{11+5}\right)^2 - \left(\frac{5}{11+5}\right)^2 = 0,43$$

Розрахуємо загальне значення індексу *Gini*:

$$Gini = \left(\frac{n_{left\ leaf}}{n_{left\ leaf} + n_{right\ leaf}}\right) \cdot Gini_{leftleaf} + \left(\frac{n_{right\ leaf}}{n_{left\ leaf} + n_{right\ leaf}}\right) \cdot Gini_{rightleaf} = \left(\frac{1}{1+16}\right) \cdot 0 + \left(\frac{16}{1+16}\right) \cdot 0,43 = 0,40$$

Проведемо ті ж самі операції для другого та наступних коренів:

2-й корінь

		Time<02:22		
		+	-	
yes	no		yes	no
2	0		11	4

$$Gini_{leftleaf} = 0$$

$$Gini_{rightleaf} = 0,39$$

$$Gini = 0,35$$

...

16-й корінь

		Time<05:52			
		+	-		
yes	no		yes	no	

5	11	0	1
---	----	---	---

$$Gini_{leftleaf} = 0,43$$

$$Gini_{rightleaf} = 0$$

$$Gini = 0,40$$

Таблиця 4.3 – Значення індексів *Gini* для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Межі інтервалу	<02:07	<02:22	<02:37	<02:52	<03:07	<03:22	<03:37	<03:52	<04:07	<04:22	<04:37	<04:52	<05:07	<05:22	<05:37	<05:52
$Gini_{left leaf}$	0	0	0	0,38	0,48	0,50	0,49	0,47	0,44	0,42	0,40	0,38	0,36	0,34	0,39	0,43
$Gini_{right leaf}$	0,43	0,39	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,44	0,47	0,49	0,50	0,48	0,38	0	0	0
$Gini$	0,40	0,35	0,28	0,36	0,41	0,43	0,45	0,46	0,46	0,45	0,43	0,41	0,36	0,28	0,35	0,4

Оптимальним значенням є найменше значення індексу *Gini*. В даному випадку значення для двох коренів відповідають найменшому значенню для вибірки. Оберемо корінь №3 за основу для побудови дерева рішень.

Згідно розбиття вибірки на інтервалі <02:37 залишилось три значення r_{im} в листі, а на інтервалі >02:37 – чотирнадцять. Тому ми можемо інтервал >02:37 розбити ще на декілька листів. Для цього ми повторюємо процес створення коренів, але уже без урахування інтервалу <02:37.

1-й корінь

		Time<02:52			
		+			-
yes	no			yes	no
0	1			10	3

$$Gini_{leftleaf} = 0$$

$$Gini_{rightleaf} = 0,36$$

$$Gini = 0,33$$

2-й корінь

		Time<03:07			
		+		-	
yes	no			yes	no
0	2			9	3

$$Gini_{leftleaf} = 0$$

$$Gini_{rightleaf} = 0,38$$

$$Gini = 0,32$$

...

13-й корінь

		Time<05:52			
		+		-	
yes	no			yes	no
2	11			0	1

$$Gini_{leftleaf} = 0,26$$

$$Gini_{rightleaf} = 0$$

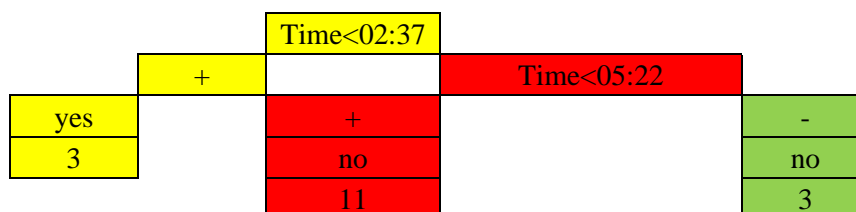
$$Gini = 0,24$$

Таблиця 4.4 – Значення індексів *Gini* для створених коренів для інтервалу >02:37

№ кореню	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Межі інтервалу	<02:52	<03:07	<03:22	<03:37	<03:52	<04:07	<04:22	<04:37	<04:52	<05:07	<05:22	<05:37	<05:52
Gini left leaf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,15	0,26
Gini right leaf	0,36	0,38	0,40	0,42	0,44	0,47	0,49	0,50	0,48	0,38	0	0	0
Gini	0,33	0,32	0,31	0,30	0,29	0,27	0,24	0,21	0,17	0,11	0	0,13	0,24

Оптимальним значенням індексу *Gini* для даного інтервалу є значення для кореню №11. Тому ми обираємо цей корінь в якості гілки для розбиття даного інтервалу.

Вихідне дерево рішень буде мати наступний вигляд:



Відповідно побудованого дерева рішень можна розподілити значення r_{im} початкової вибірки:

Таблиця 4.5 – Розбиття даних вибірки згідно побудованого дерева рішень

Інтервал	Знак r_{im}	Значення r_{im} , що потрапили в інтервал
Time<02:37	+	219,34; 79,60; 44,38
Time<05:22	-	-56,79; -124,27; -76,34; -176,93; -189,72; -180,41; -179,04; -197,59, 188,89; -69,34; -33,43
Time>05:22	+	258,44; 329,38; 541,61

в) Для $j = 1, \dots, J_m$ розраховується:

$$\gamma_{jm} = \underset{\gamma}{\operatorname{argmin}} \sum_{x_i \in R_{ij}} L(y_i, F_{m-1}(x_i) + \gamma)$$

$$\begin{aligned}
\gamma_{1,1} &= \underset{\gamma}{\operatorname{argmin}} \left[\frac{1}{2} (y_1 - (F_{m-1}(x_1) + \gamma))^2 + \frac{1}{2} (y_2 - (F_{m-1}(x_2) + \gamma))^2 \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{2} (y_3 - (F_{m-1}(x_3) + \gamma))^2 \right] \\
&= \underset{\gamma}{\operatorname{argmin}} \left[\frac{1}{2} (9364,67 - 9145,33 + \gamma)^2 \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{2} (9224,93 - 9145,33 + \gamma)^2 + \frac{1}{2} (9189,71 - 9145,33 + \gamma)^2 \right] \\
\frac{d}{d\gamma} &\left[\frac{1}{2} (9364,67 - 9145,33 + \gamma)^2 + \frac{1}{2} (9224,93 - 9145,33 + \gamma)^2 \right. \\
&\quad \left. + \frac{1}{2} (9189,71 - 9145,33 + \gamma)^2 \right] = 0 \\
\gamma_{1,1} &= 114,44 \text{ (для інтервалу Time<02:37)} \\
\gamma_{2,1} &= -133,89 \text{ (для інтервалу Time<05:22)} \\
\gamma_{3,1} &= 376,48 \text{ (для інтервалу Time>05:22)}
\end{aligned}$$

г) Обновлення результатів

$$F_m(x) = F_{m-1}(x) + v \sum_{j=1}^{J_m} \gamma_j I(x \in R_{jm}),$$

де v – швидкість навчання. Параметр, який зменшує ефект, з яким дерево впливає на прогнозне значення, щоб отримати більш точне значення в перспективі при великій кількості ітерацій. Задамо значення $v = 0,1$.

Інтервал Time<02:37:

$$F_m(x) = 9145,33 + 0,1 \cdot 114,44 = 9156,77 \text{ кВт}$$

Інтервал Time<05:22:

$$F_m(x) = 9145,33 + 0,1 \cdot (-133,89) = 9131,94 \text{ кВт}$$

Інтервал Time>05:22:

$$F_m(x) = 9145,33 + 0,1 \cdot 376,48 = 9182,98 \text{ кВт}$$

В результаті розрахунку було отримано друге прогнозне значення, але уже з урахуванням розбиття вибірки на інтервали. Щоб оцінити ефективність необхідно порівняти значення r_{im} для попереднього і нового значення прогнозу.

Таблиця 4.6 – Нові прогнозні значення

Р, кВт	Час, хв.	r_{im}	New prediction	New r_{im}
9364,67	02:00	219,34	9156,77	207,90
9224,93	02:15	79,60	9156,77	68,16
9189,71	02:30	44,38	9156,77	32,94
9088,54	02:45	-56,79	9131,94	-43,40
9021,06	03:00	-124,27	9131,94	-110,89
9068,99	03:15	-76,34	9131,94	-62,95
8968,40	03:30	-176,93	9131,94	-163,54
8955,61	03:45	-189,72	9131,94	-176,33
8964,91	04:00	-180,41	9131,94	-167,03
8966,28	04:15	-179,04	9131,94	-165,66
8947,74	04:30	-197,59	9131,94	-184,20
8956,44	04:45	-188,89	9131,94	-175,50
9075,99	05:00	-69,34	9131,94	-55,95
9111,90	05:15	-33,43	9131,94	-20,04
9403,77	05:30	258,44	9182,98	220,80
9474,71	05:45	329,38	9182,98	291,73
9686,93	06:00	541,61	9182,98	503,96

Порівнюючи нові і старі значення r_{im} можна зробити висновок, що ми наближаємося до фактичних даних навантаження. Подальший розрахунок виконується за таким самим алгоритмом.

В наведеному прикладі було взято вибірку з добового графіку електричного навантаження для етапу тестової послідовності. Для етапу навчальної послідовності ми використовуємо ретроспективні дані за тиждень, за виключенням дня, який використовувався для тестової послідовності, причому алгоритм і порядок розрахунків залишаються незмінними для всіх методів машинного навчання використаних у дослідженні.

4.2 Реалізація етапу адаптації методу XGBoost на тестовій послідовності для задачі прогнозування електричного навантаження

Алгоритм розрахунку:

Задаємося вихідними даними електричного навантаження усередненими за 15 хвилин, які представляють собою масив з ретроспективними даними та фактори (в даному випадку час), від яких вони залежать: $\{(x_i, y_i)\}_{i=1}^n$

Для даного методу ми візьмемо ту ж саму вибірку з добового графіка електричного навантаження (табл. 1)

Крок 1. Ініціалізація початкового значення прогнозу

а) В якості початкового значення прогнозу можна задатися будь-яким значенням. Нехай початковим прогнозним значенням буде усереднена величина на вибірці: $F_0(x) = 9100$ кВт.

При вирішенні задачі регресії необхідно враховувати функцію втрат:

$$L(y_i, p_i) = \frac{1}{2} (y_i - p_i)^2$$

де y_i - фактичне значення навантаження в i -й момент часу, p_i - прогнозне значення навантаження в i -й момент часу.

Для даної вибірки сумарне значення функцій втрат буде дорівнювати:

$$\sum_{i=1}^n L(y_i, p_i) = \frac{1}{2} (y_1 - p_1)^2 + \frac{1}{2} (y_2 - p_2)^2 + \dots + \frac{1}{2} (y_n - p_n)^2$$

б) Використовуючи функцію втрат можна побудувати дерево рішень, мінімізуючи наступний вираз:

$$L = \operatorname{argmin} \left[\sum_{i=1}^n L(y_i, p_i) \right] + \frac{1}{2} \lambda \cdot O_{value}^2,$$

де λ – параметр регуляризації.

Для початкового значення прогнозу даний вираз буде мати вигляд:

$$L = \operatorname{argmin} \left[\sum_{i=1}^n L(y_i, p_i^0 + O_{value}) \right] + \frac{1}{2} \lambda \cdot O_{value}^2$$

а) Ціллю є знаходження значення O_{value} , яке мінімізує даний вираз. Для цього необхідно розкласти дану функцію в ряд Тейлора другого порядку:

$$L(y_i, p_i + O_{value}) \approx L(y_i, p_i) + \left[\frac{d}{dp_i} L(y_i, p_i) \right] O_{value} + \frac{1}{2} \left[\frac{d^2}{dp_i^2} L(y_i, p_i) \right] O_{value}^2$$

Так як в методі XGBoost перша похідна від функції втрат співставна з поняттям Gradient (g), а друга похідна – з поняттям Hessian (h), то дане рівняння прийме вигляд:

$$L(y_i, p_i + O_{value}) \approx L(y_i, p_i) + g O_{value} + \frac{1}{2} h O_{value}^2$$

Для вибірки даний вираз прийме вигляд:

$$\begin{aligned} L &= \left[\sum_{i=1}^n L(y_i, p_i^0 + O_{value}) \right] + \frac{1}{2} \lambda \cdot O_{value}^2 \\ &= L(y_1, p_1^0) + g_1 O_{value} + \frac{1}{2} h_1 O_{value}^2 + L(y_2, p_2^0) + g_2 O_{value} \\ &\quad + \frac{1}{2} h_2 O_{value}^2 + \dots + L(y_n, p_n^0) + g_n O_{value} + \frac{1}{2} h_n O_{value}^2 \\ &= (g_1 + g_2 + \dots g_n) O_{value} + \frac{1}{2} (h_1 + h_2 + \dots h_n + \lambda) O_{value}^2 \end{aligned}$$

Для того, щоб мінімізувати функцію, беремо похідну по O_{value} :

$$\frac{d}{dO_{value}} (g_1 + g_2 + \dots g_n) O_{value} + \frac{1}{2} (h_1 + h_2 + \dots h_n + \lambda) O_{value}^2 = 0$$

$$(g_1 + g_2 + \dots g_n) + (h_1 + h_2 + \dots h_n + \lambda) O_{value} = 0$$

$$O_{value} = \frac{-(g_1 + g_2 + \dots g_n)}{(h_1 + h_2 + \dots h_n + \lambda)}$$

Звідси:

$$g_i = \frac{d}{dp_i} \frac{1}{2} (y_i - p_i)^2 = -(y_i - p_i)$$

$$h_i = \frac{d^2}{dp_i^2} \frac{1}{2} (y_i - p_i)^2 = \frac{d}{dp_i} - (y_i - p_i) = 1$$

$$O_{value} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - p_i)}{n + \lambda}$$

Крок 2: для $m=1$ до M :

а) Розраховується:

$$r_{im} = - \left[\frac{\partial L(y_i, F(x_i))}{\partial L(F(x_i))} \right]_{F(x)=F_{m-1}(x)}, \text{ для } i = 1, \dots, n$$

$$r_{1,1} = - \left[\frac{d}{dy} \left(\frac{1}{2} (y_1 - F_0(x))^2 \right) \right] = y_1 - F_0(x) = 9364,67 - 9100 = 264,67$$

$$r_{2,1} = y_2 - F_0(x) = 9224,93 - 9100 = 124,93$$

...

$$r_{17,1} = y_{17} - F_0(x) = 9686,93 - 9100 = 586,93$$

Таблиця 4.7 – Значення r_{im} для даної вибірки

$r_{i,m}$	$r_{1,1}$	$r_{2,1}$	$r_{3,1}$	$r_{4,1}$	$r_{5,1}$	$r_{6,1}$	$r_{7,1}$	$r_{8,1}$	$r_{9,1}$	$r_{10,1}$	$r_{11,1}$	$r_{12,1}$	$r_{13,1}$	$r_{14,1}$	$r_{15,1}$	$r_{16,1}$	$r_{17,1}$
	264,67	124,93	89,71	-11,46	-78,94	-31,01	-131,6	-144,4	-135,1	-133,7	-152,3	-143,6	-24,01	11,9	303,77	374,71	586,93

б) Побудова дерева рішень для значень r_{im} і створення кінцевої області R_{jm} для $j = 1, \dots, J_m$.

Для побудови дерева рішень для початку необхідно розбити вибірку на певні інтервали:

Час, хв.	r_{im}	
02:00	264,67	
		02:07
02:15	124,93	
		02:22
02:30	89,71	
		02:37
02:45	-11,46	
		02:52
03:00	-78,94	
		03:07
03:15	-31,01	

		03:22
03:30	-131,60	
		03:37
03:45	-144,39	
		03:52
04:00	-135,09	
		04:07
04:15	-133,72	
		04:22
04:30	-152,26	
		04:37
04:45	-143,56	
		04:52
05:00	-24,01	
		05:07
05:15	11,90	
		05:22
05:30	303,77	
		05:37
05:45	374,71	
		05:52
06:00	586,93	

Наступним кроком є класифікація вибірки на кожному інтервалі згідно певного параметру (створення кореня дерева з двома листями). Для розбиття кореню на листя використовується значення S_{score} , яке розраховується за наступною формулою:

$$S_{score} = \frac{(g_1 + g_2 + \dots g_n)^2}{(h_1 + h_2 + \dots h_n + \lambda)},$$

Звідки:

$$g_i = \frac{d}{dp_i} \frac{1}{2} (y_i - p_i)^2 = -(y_i - p_i)$$

$$h_i = \frac{d^2}{dp_i^2} \frac{1}{2} (y_i - p_i)^2 = \frac{d}{dp_i} - (y_i - p_i) = 1$$

Отримуємо:

$$S_{score} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - p_i)^2}{n + \lambda}$$

Перед початком створення дерева рішень необхідно розрахувати значення S_{score} для загального кореня для всієї вибірки, що містить всі значення r_{im} (прийнемо значення $\lambda = 1$):

$$S_{score,node} = \frac{246,67^2 + 124,93^2 + \dots + 586,93^2}{17 + 1} = 32989,47$$

Побудуємо корені для кожного інтервалу вибірки:

1-й корінь

	<02:07	
S _{Score,left leaf}		S _{Score,right leaf}
35025,63		15056,12

Для кожного кореню ми розраховуємо індекс $Gain$, за яким ми будемо оцінювати корінь, який найкраще виконує розбиття вибірки.

$$Gain = S_{score,left leaf} + S_{score,right leaf} - S_{score,node}$$

$$Gain = 35026,63 + 15056,12 - 32989,47 = 17092,28$$

Проведемо ті ж самі операції для другого та наступних коренів:

2-й корінь

	<02:22	
S _{Score,left leaf}		S _{Score,right leaf}
50597,35		9071,90

$$Gain = 50597,35 + 9071,90 - 32989,47 = 26679,78$$

...

16-й корінь

	<05:52	
S _{Score,left leaf}		S _{Score,right leaf}
1984,11		172245,76

$$Gain = 141240,40$$

Таблиця 4.8 – Значення індексів *Gain* для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Межі інтервалу	<02:07	<02:22	<02:37	<02:52	<03:07	<03:22	<03:37	<03:52	<04:07	<04:22	<04:37	<04:52	<05:07	<05:22	<05:37	<05:52
Gain	17092,28	26679,78	30102,36	17334,70	3425,28	-497,73	343,93	15184,15	42692,42	84782,57	152528,28	246730,65	311659,07	383654,79	277545,58	141240,40

Оптимальним значенням є найбільше значення індексу *Gain*. В даному випадку значення для кореня №14 найбільше, тому оберемо корінь №14 за основу для побудови дерева рішень.

Згідно розбиття вибірки на інтервалі >05:22 залишилось три значення r_{im} в листі, а на інтервалі <05:22 – чотирнадцять. Тому ми можемо інтервал <05:22 розбити ще на декілька листів. Для цього ми повторюємо процес створення коренів, але уже без урахування інтервалу >05:22.

1-й корінь

	<02:07	
S _{Score, left leaf}		S _{Score, right leaf}
35025,63		41202,77

$$Gain = 59904,82$$

2-й корінь

	<02:22	
S _{Score, left leaf}		S _{Score, right leaf}
50597,35		60170,77

$$Gain = 94444,53$$

...

13-й корінь

	<05:07	
S _{Score, left leaf}		S _{Score, right leaf}
18340,80		70,79

$$Gain = 2088,01$$

Таблиця 4.9 – Значення індексів *Gain* для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Межі інтервалу	<02:07	<02:22	<02:37	<02:52	<03:07	<03:22	<03:37	<03:52	<04:07	<04:22	<04:37	<04:52	<05:07
Gain	59904,82	94444,53	120191,52	111705,04	86984,33	82769,04	55081,61	31939,83	16468,45	5816,54	-679,55	1649,45	2088,01

Оптимальним значенням індексу *Gini* для даного інтервалу є значення для кореню №3. Тому ми обираємо цей корінь в якості гілки для розбиття даного інтервалу.

в) Розрахуємо значення O_{value} для кожного листа дерева:

- для інтервалу <02:37

$$O_{value} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - p_i)}{n + \lambda}$$

$$O_{value} = \frac{264,67 + 124,93 + 89,71}{3 + 1} = 119,83$$

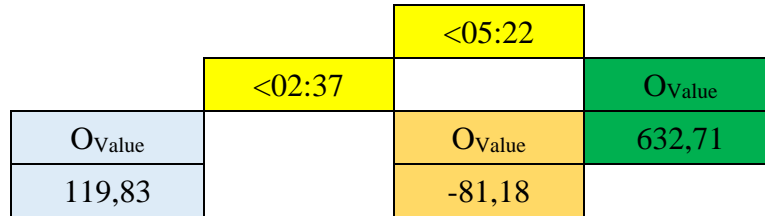
- для інтервалу >02:37

$$O_{value} = \frac{-11,46 + (-78,94) + \dots + 11,90}{11 + 1} = -81,18$$

- для інтервалу >05:22

$$O_{value} = \frac{303,77 + 374,71 + 586,93}{3 + 1} = 632,71$$

Вихідне дерево рішень буде мати наступний вигляд:



г) Обновлення результатів

$$F_m(x) = F_0(x) + \varepsilon O_{value},$$

де ε – швидкість навчання. Значення по замовчуванню $\varepsilon = 0,3$.

- для інтервалу $<02:37$:

$$F_m(x) = 9100 + 0,3 \cdot 119,83 = 9135,95 \text{ кВт}$$

- для інтервалу $>02:37$:

$$F_m(x) = 9100 + 0,3 \cdot (-81,18) = 9075,65 \text{ кВт}$$

- для інтервалу $>05:22$:

$$F_m(x) = 9100 + 0,3 \cdot 632,71 = 9289,81 \text{ кВт}$$

В результаті розрахунку було отримано друге прогнозне значення, але уже з урахуванням розбиття вибірки на інтервали. Щоб оцінити ефективність необхідно порівняти значення r_{im} для попереднього і нового значення прогнозу.

Таблиця 4.10 – Нові прогнозні значення

P, кВт	Час, хв.	r_{im}	New prediction	New r_{im}
9364,67	02:00	264,67	9135,95	228,72
9224,93	02:15	124,93	9135,95	88,98
9189,71	02:30	89,71	9135,95	53,76
9088,54	02:45	-11,46	9075,65	12,89
9021,06	03:00	-78,94	9075,65	-54,59
9068,99	03:15	-31,01	9075,65	-6,66
8968,40	03:30	-131,60	9075,65	-107,24
8955,61	03:45	-144,39	9075,65	-120,04
8964,91	04:00	-135,09	9075,65	-110,73
8966,28	04:15	-133,72	9075,65	-109,36
8947,74	04:30	-152,26	9075,65	-127,91
8956,44	04:45	-143,56	9075,65	-119,21
9075,99	05:00	-24,01	9075,65	0,34

9111,90	05:15	11,90	9075,65	36,25
9403,77	05:30	303,77	9289,81	113,96
9474,71	05:45	374,71	9289,81	184,90
9686,93	06:00	586,93	9289,81	397,12

Порівнюючи нові і старі значення r_{im} можна зробити висновок, що ми наближаємося до фактичних даних навантаження. Подальший розрахунок виконується за таким самим алгоритмом.

4.3 Реалізація етапу адаптації методу Random Forest на тестовій послідовності для задачі прогнозування електричного навантаження

Алгоритм розрахунку:

Задаємося вихідними даними електричного навантаження усередненими за 15 хвилин, які представляють собою масив з ретроспективними даними та фактори (в даному випадку час), від яких вони залежать: $\{(x_i, y_i)\}_{i=1}^n$

Для даного методу ми візьмемо ту ж саму вибірку з добового графіка електричного навантаження (Табл. 1)

Особливість методу Random Forest є те, що відсутнє початкове значення прогнозу для вибірки. Побудова дерева рішень відбувається на першому етапі розрахунку, але кожне дерево відрізняється один від одного розміром та набором даних з вибірки.

Крок 1. Обираємо діапазон даних з вибірки для побудови першого дерева рішень.

Таблиця 4.11 – Діапазон даних для побудови першого дерева рішень

№ п/п	Р, кВт	Час, хв.
5	9021,06	03:00
6	9068,99	03:15
7	8968,40	03:30
8	8955,61	03:45
9	8964,91	04:00
10	8966,28	04:15

11	8947,74	04:30
12	8956,44	04:45

Крок 2. Розбиваємо нову вибірку на інтервали

Час, хв.	P, кВт	
03:00	9021,06	
		03:07
03:15	9068,99	
		03:22
03:30	8968,40	
		03:37
03:45	8955,61	
		03:52
04:00	8964,91	
		04:07
04:15	8966,28	
		04:22
04:30	8947,74	
		04:37
04:45	8956,44	

Крок 3. Класифікація вибірки на кожному інтервалі згідно певного параметру (створення кореня дерева з двома листями). Створення дерева рішень в цьому методі виконується на базі однієї із варіацій Decision Tree – Regression Tree. Для розбиття кореню на листя в цьому випадку використовується середнє значення на інтервалі $P_{average}$ та для кожного листа розраховується $Res_{squared}$ сума квадратів значень різниці між фактичним значенням та $P_{average}$.

$$Res_{squared} = \sum_{i=1}^n (P_i - P_{average})^2,$$

$$\text{де } P_{average} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}$$

Побудуємо корені для кожного інтервалу вибірки (першого дерева):

1-й корінь

	<03:07	
+		-

$P_{\text{average left leaf}}$	$Res_{\text{squared left leaf}}$
9021,06	0

$P_{\text{average right leaf}}$	$Res_{\text{squared right leaf}}$
8975,48	10517,29

$$P_{\text{average left leaf}} = \frac{9021,06}{1} = 9021,06$$

$$Res_{\text{squared left leaf}} = (9021,06 - 9021,06)^2 = 0$$

$$P_{\text{average right leaf}} = \frac{9068,99 + 8968,40 + \dots + 8956,44}{7} = 8975,48$$

$$\begin{aligned} Res_{\text{squared right leaf}} &= (9068,99 - 8975,48)^2 + (8968,40 - 8975,48)^2 + \dots \\ &+ (8956,44 - 8975,48)^2 = 10517,29 \end{aligned}$$

Для оцінки кореня в якості основи для побудови дерева рішень необхідно розрахувати значення Res_{squared} для двох листів:

$$\begin{aligned} Res_{\text{squared}} &= Res_{\text{squared left leaf}} + Res_{\text{squared right leaf}} = 0 + 10517,29 \\ &= 10517,29 \end{aligned}$$

Проведемо ті ж самі операції для другого та наступних коренів:

2-й корінь

		<03:22		
		+		
$P_{\text{average left leaf}}$	$Res_{\text{squared left leaf}}$		$P_{\text{average right leaf}}$	$Res_{\text{squared right leaf}}$
9045,02	1148,83		8959,90	316,47

$$P_{\text{average left leaf}} = 9045,02$$

$$Res_{\text{squared left leaf}} = 1148,83$$

$$P_{\text{average right leaf}} = 8959,90$$

$$Res_{\text{squared right leaf}} = 316,47$$

$$\begin{aligned} Res_{\text{squared}} &= Res_{\text{squared left leaf}} + Res_{\text{squared right leaf}} = 1148,83 + 316,47 \\ &= 1465,30 \end{aligned}$$

...

7-й корінь

		<04:37		
		+		
P _{average left leaf}	ReS _{squared left leaf}			-
8981,18	11722,37			P _{average right leaf}
				ReS _{squared right leaf}
				8956,44
				0,00

$$P_{average\ left\ leaf} = 8981,18$$

$$Res_{squared\ left\ leaf} = 11722,37$$

$$P_{average\ right\ leaf} = 8956,44$$

$$Res_{squared\ right\ leaf} = 0$$

$$Res_{squared} = 11722,37 + 0 = 11722,37$$

Таблиця 4.12 – Значення $Res_{squared}$ для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4	5	6	7
Межі інтервалу	<02:07	<02:22	<02:37	<02:52	<03:07	<03:22	<03:37
ReS _{squared}	10517,29	1465,30	5292,14	8343,80	9486,61	10077,94	11722,37

Оптимальним значенням є найменше значення $Res_{squared}$. В даному випадку значення для кореня №2 найменше, тому оберемо корінь №2 за основу для побудови дерева рішень.

Згідно розбиття вибірки на інтервалі <02:22 залишилось два значення P_i в листі, а на інтервалі >02:22 – шість. Тому ми можемо інтервал >02:22 розбити ще на декілька листів. Для цього ми повторюємо процес створення коренів, але уже без урахування інтервалу <02:22.

1-й корінь

		<03:37		
		+		
				-

$P_{\text{average left leaf}}$	$Res_{\text{squared left leaf}}$
8968,40	0

$P_{\text{average right leaf}}$	$Res_{\text{squared right leaf}}$
8958,20	229,65

$$P_{\text{average left leaf}} = 8968,40$$

$$Res_{\text{squared left leaf}} = 0$$

$$P_{\text{average right leaf}} = 8958,20$$

$$Res_{\text{squared right leaf}} = 229,65$$

$$Res_{\text{squared}} = 229,65$$

2-й корінь

		<03:52		
	+		-	
$P_{\text{average left leaf}}$	$Res_{\text{squared left leaf}}$		$P_{\text{average right leaf}}$	$Res_{\text{squared right leaf}}$
8962,01	81,87		8958,84	221,27

$$P_{\text{average left leaf}} = 8962,01$$

$$Res_{\text{squared left leaf}} = 81,87$$

$$P_{\text{average right leaf}} = 8958,84$$

$$Res_{\text{squared right leaf}} = 221,27$$

$$Res_{\text{squared}} = 303,14$$

...

5-й корінь

		<04:37		
	+		-	
$P_{\text{average left leaf}}$	$Res_{\text{squared left leaf}}$		$P_{\text{average right leaf}}$	$Res_{\text{squared right leaf}}$
8960,59	302,09		8956,44	0,00

$$P_{\text{average left leaf}} = 8960,59$$

$$Res_{squared\ left\ leaf} = 302,09$$

$$P_{average\ right\ leaf} = 8956,44$$

$$Res_{squared\ right\ leaf} = 0$$

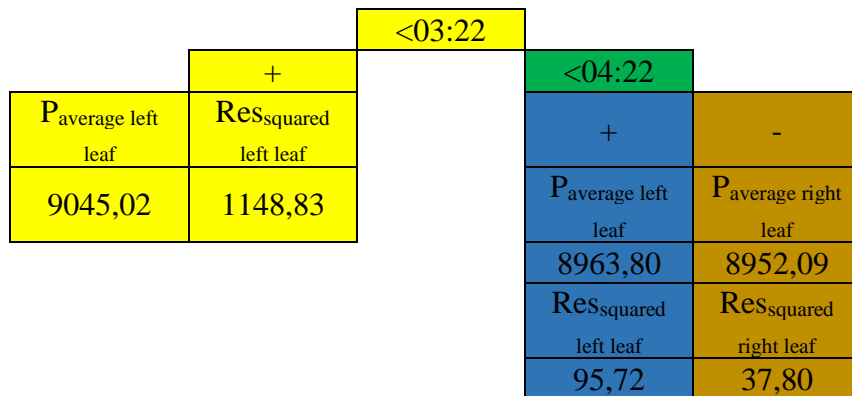
$$Res_{squared} = 302,09$$

Таблиця 4.13 – Значення $Res_{squared}$ для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4	5
Межі інтервалу	<02:07	<02:22	<02:37	<02:52	<03:07
$Res_{squared}$	229,65	303,14	259,65	133,53	302,09

Оптимальним значенням $Res_{squared}$ для даного інтервалу є значення для кореню №4. Тому ми обираємо цей корінь в якості гілки для розбиття даного інтервалу.

Вихідне дерево рішень буде мати наступний вигляд:



Наступним етапом буде створення інших дерев рішень. Причому ми можемо набрати вибірку з будь-яких значень основної вибірки. Це передбачає довільний розмір нової вибірки, також значення можуть повторюватися.

Побудуємо друге дерево за таким самим алгоритмом як і перше.

Крок 1. Обираємо діапазон даних з вибірки для побудови другого дерева рішень.

Таблиця 4.14 – Діапазон даних для побудови другого дерева рішень

№ п/п	Р, кВт	Час, хв.
3	9189,71	02:30
7	8968,40	03:30
11	8947,74	04:30
13	9075,99	05:00
16	9474,71	05:45

Крок 2. Розбиваємо нову вибірку на інтервали

Час, хв.	Р, кВт	
02:30	9189,71	
		03:00
03:30	8968,40	
		04:00
04:30	8947,74	
		04:45
05:00	9075,99	
		05:22
05:45	9474,71	

Крок 3. Побудуємо корені для кожного інтервалу вибірки (другого дерева)

Далі алгоритм повторюється.

Таблиця 4.15 – Значення $Res_{squared}$ для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4
Межі інтервалу	<03:00	<04:00	<04:45	<05:22
$Res_{squared}$	180368,41	175529,78	115473,85	37226,87

Оптимальним значенням $Res_{squared}$ д даному випадку є значення для кореня №4, тому оберемо корінь №4 за основу для побудови дерева рішень.

Згідно розбиття вибірки на інтервалі $>05:22$ залишилось одне значення P_i в листі, а на інтервалі $<05:22$ – чотири. Тому ми можемо інтервал $<05:22$ розбити ще на декілька листів. Для цього ми повторюємо процес створення коренів, але уже без урахування інтервалу $>05:22$.

Таблиця 4.16 – Значення $Res_{squared}$ для створених коренів

№ кореню	1	2	3
Межі інтервалу	$<03:00$	$<04:00$	$<04:45$
$Res_{squared}$	9483,07	32712,17	35984,23

Оптимальним значенням $Res_{squared}$ для даного інтервалу є значення для кореню №1. Тому ми обираємо цей корінь в якості гілки для розбиття даного інтервалу.

Вихідне дерево рішень буде мати наступний вигляд:

		$<05:22$	
		$<03:00$	-
+	-	$P_{average\ right\ leaf}$	$Res_{squared\ right\ leaf}$
$P_{average\ left\ leaf}$	$P_{average\ right\ leaf}$	9474,71	0,00
9189,71	8997,38		
$Res_{squared\ left\ leaf}$	$Res_{squared\ right\ leaf}$		
0	9483,07		

Побудуємо третє дерево за таким самим алгоритмом як і перше з другим.

Крок 1. Обираємо діапазон даних з вибірки для побудови третього дерева рішень.

Таблиця 4.17 – Діапазон даних для побудови третього дерева рішень

№ п/п	P, кВт	Час, хв.
1	9364,67	02:00
4	9088,54	02:45
11	8947,74	04:30

15	9403,77	05:30
9	8964,91	04:00
15	9403,77	05:30
2	9224,93	02:15
1	9364,67	02:00
13	9075,99	05:00
8	8955,61	03:45

Крок 2. Розбиваємо нову вибірку на інтервали

Час, хв.	P, кВт	
02:00	9364,67	
02:00	9364,67	
		02:07
02:15	9224,93	
		02:30
02:45	9088,54	
		03:15
03:45	8955,61	
		03:52
04:00	8964,91	
		04:15
04:30	8947,74	
		04:45
05:00	9075,99	
		05:15
05:30	9403,77	
05:30	9403,77	

Крок 3. Побудуємо корені для кожного інтервалу вибірки (третього дерева)

Далі алгоритм повторюється.

Таблиця 4.18 – Значення $Res_{squared}$ для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4	5	6	7
Межі інтервалу	<02:07	<02:30	<03:15	<03:52	<04:15	<04:45	<05:15
$Res_{squared}$	254356,44	257748,73	296110,93	336023,87	334752,78	283385,73	239482,47

Оптимальним значенням $Res_{squared}$ д даному випадку є значення для кореня №7, тому оберемо корінь №7 за основу для побудови дерева рішень.

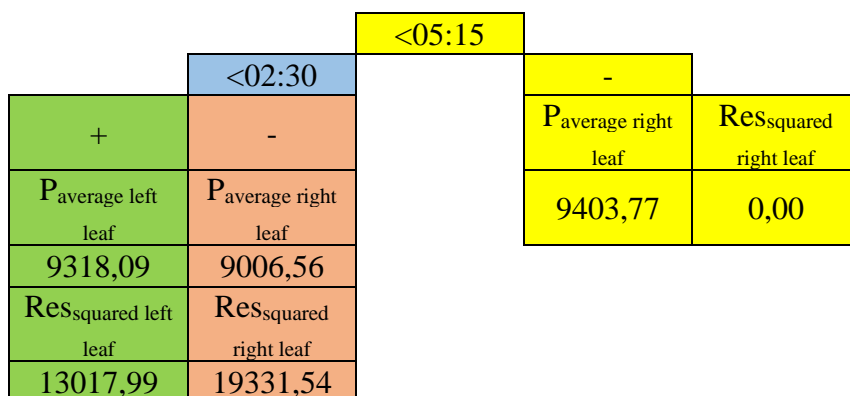
Згідно розбиття вибірки на інтервалі $>05:15$ залишилось два значення P_i в листі, а на інтервалі $<05:15$ – вісім. Тому ми можемо інтервал $<05:15$ розбити ще на декілька листів. Для цього ми повторюємо процес створення коренів, але уже без урахування інтервалу $>05:15$.

Таблиця 4.19 – Значення $Res_{squared}$ для створених коренів

№ кореню	1	2	3	4	5	6
Межі інтервалу	$<02:07$	$<02:30$	$<03:15$	$<03:52$	$<04:15$	$<04:45$
$Res_{squared}$	59071,10	32349,53	63468,46	136699,31	181160,90	211757,50

Оптимальним значенням $Res_{squared}$ для даного інтервалу є значення для кореню №2. Тому ми обираємо цей корінь в якості гілки для розбиття даного інтервалу.

Вихідне дерево рішень буде мати наступний вигляд:



Крок 4. Оновлення результатів прогнозу на основі трьох дерев. Розрахунок відбувається за принципом пошуку для кожного P_i інтервал, в який він

потрапляє в кожному дереві. Результатом нового прогнозу буде середнє значення суми $P_{average}$:

$$F_m(x_i) = \frac{\sum_{i=1}^n P_{average}}{n}$$

- інтервал від 01:45-02:00

$$F_m(x_1) = \frac{9045,02 + 9189,71 + 9318,09}{3} = 9184,27$$

- інтервал від 02:00-02:15

$$F_m(x_2) = \frac{9045,02 + 9189,71 + 9318,09}{3} = 9184,27$$

...

- інтервал від 05:45-06:00

$$F_m(x_{17}) = \frac{8952,09 + 9474,71 + 9403,77}{3} = 9276,86$$

Таблиця 4.19 – Нові прогнозні значення

№ п/п	P, кВт	Час, хв.	New prediction
1	9364,67	02:00	9184,27
2	9224,93	02:15	9184,27
3	9189,71	02:30	9184,27
4	9088,54	02:45	9080,43
5	9021,06	03:00	9016,32
6	9068,99	03:15	9016,32
7	8968,40	03:30	8989,25
8	8955,61	03:45	8989,25
9	8964,91	04:00	8989,25
10	8966,28	04:15	8989,25
11	8947,74	04:30	8985,34
12	8956,44	04:45	8985,34
13	9075,99	05:00	8985,34
14	9111,90	05:15	9117,75
15	9403,77	05:30	9276,86
16	9474,71	05:45	9276,86
17	9686,93	06:00	9276,86

Точність прогнозу в даному методі досягається побудовою безлічі дерев, які в кінцевому результаті дають високу точність.

4.4Результати комп'ютерного розрахунку методами Gradient Boosting, XGBoost і Random Forest

В даному дослідженні має місце прогнозування часових рядів електричного навантаження усереднених за 15 хвилин. На основі аналізу денних графіків навантаження за 1 робочий тиждень існує певна повторюваність графіка в залежності від дня тижня. Також графік характерно змінюється в залежності від сезону і навіть місяця року.

Згідно розробленої моделі адаптивного прогнозування було проведено адаптацію методів машинного навчання згідно задачі прогнозу електричного навантаження (тестова та навчальна послідовності) та безпосередньо прогноз на основі 4 ділянок графіку з характерними змінами навантаження з використанням програмного забезпечення в середовищі Python.

В якості першого етапу було проведено крос-валідацію для кожного з методів для оцінки кожної з моделей з метою оптимального налаштування її параметрів.

Таблиця 4.20 – Результати крос-валідації

№ вибірки	XGBoost	GBM	Random Forests
1	0,729	0,6071	0,70289
2	0,9463	0,6626	0,8405
3	0,864	0,7451	0,9181
4	0,835	0,8456	0,8934
5	0,651	0,6954	0,5557

Наступним етапом є виконання розрахунків кожним методом для відповідних ділянок графіка та оцінка точності результатів прогнозу для вибору ведучого методу в межах наступного відрізка часу.

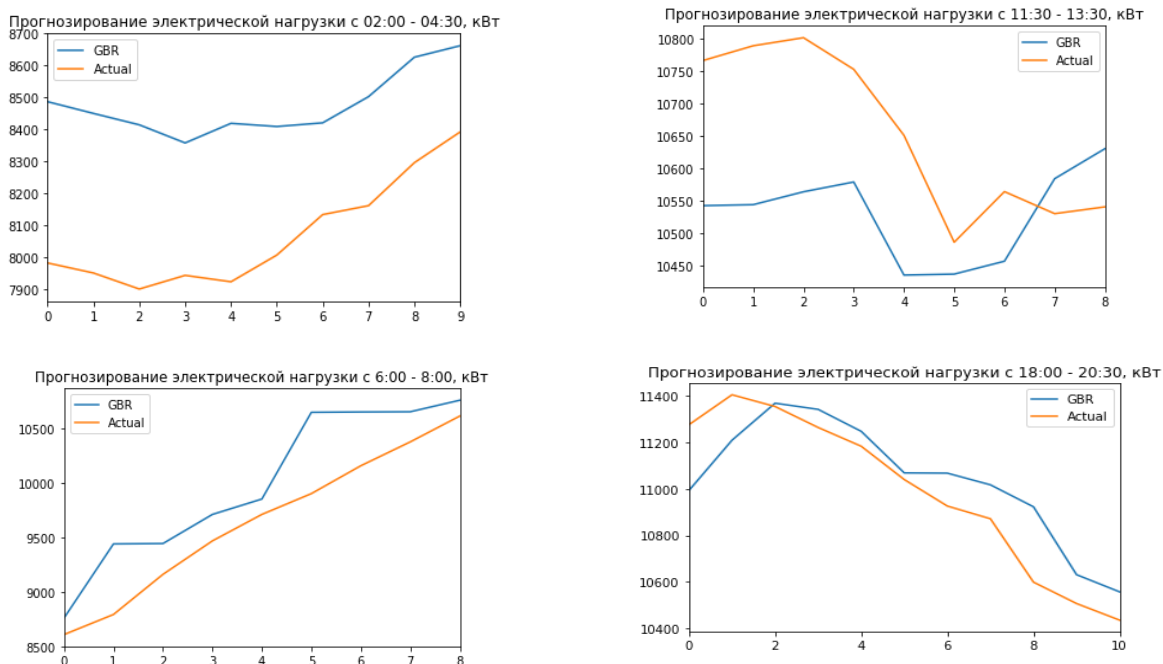


Рисунок 4.2– Прогноз методом Gradient Boosting

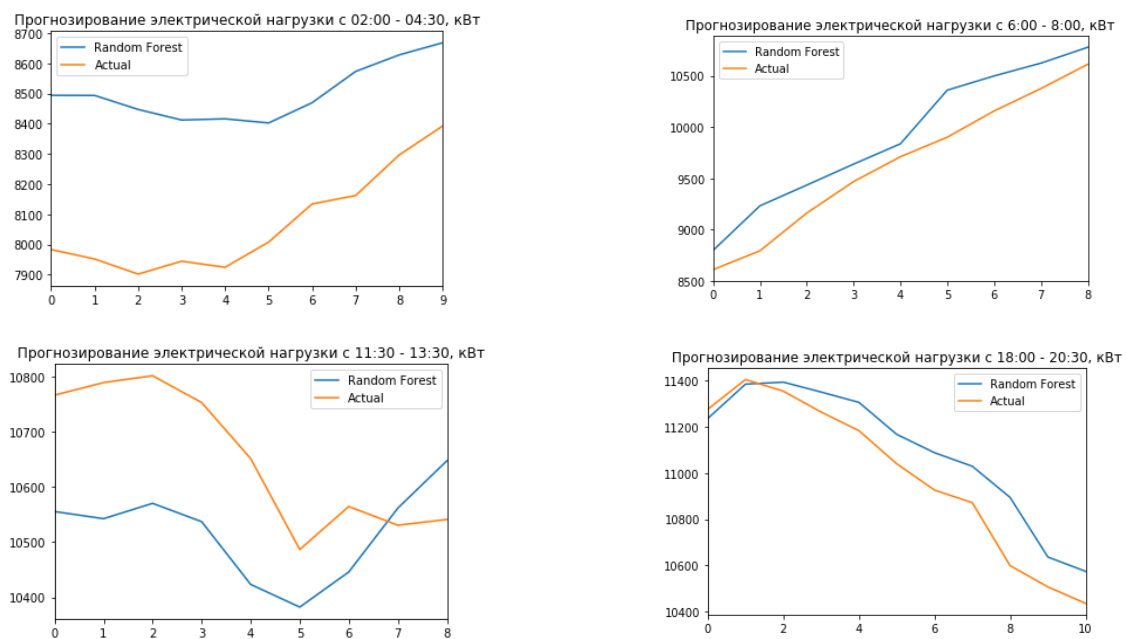


Рисунок 4.3– Прогноз методом Random Forest

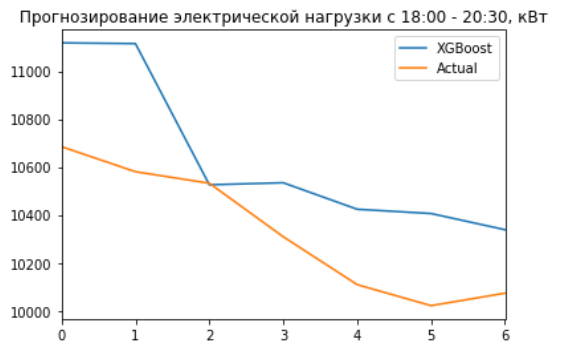
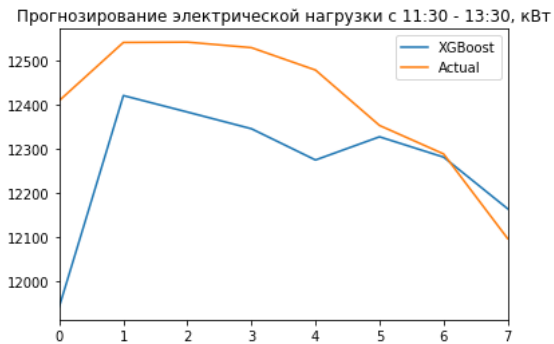
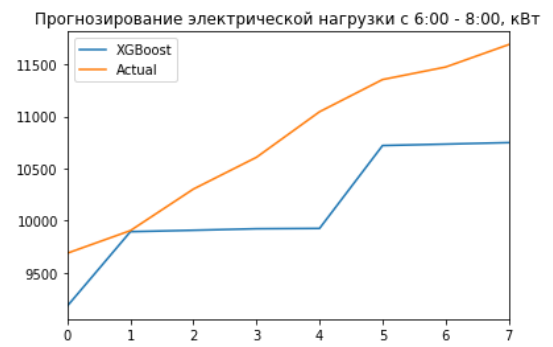
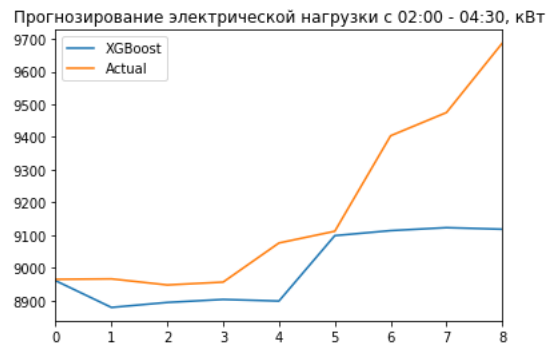


Рисунок 4.4 – Прогноз методом XGBoost

Таблиця 4.21 – Оцінка точності методів на даних першого часового відрізка

Метод	R^2	MSE	MAPE (%)	MAE	MLSE	MedAE
Random forest	0,412	193500	5,07	430,5	0,0028	439,3
XGBoost	0,568	64044,8	1,96	177,7	0,0007	87,24
GBM	0,5236	171902	4,78	404,7	0,0025	407,3

Таблиця 4.22 – Оцінка точності методів на даних другого часового відрізка

Модель	R^2	MSE	MAPE (%)	MAE	MLSE	MedAE
Random forest	0,799	84895	2,711	267,95	0,0009	248,02
XGBoost	0,412	497000	6,17	629,41	0,004	660,06
GBM	0,635	166293	3,45	347,21	0,0017	276,13

Таблиця 4.23 – Оцінка точності методів на даних третього часового відрізка

Метод	R^2	MSE	MAPE (%)	MAE	MLSE	MedAE
Random forest	0,345	32831	157	166,13	0,00029	211,27
XGBoost	0,741	42404	1,268	154,48	0,0002	13970
GBM	0,714	29788	1,472	155,08	0,0002	173,76

Таблиця 4.24 – Оцінка точності методів на даних четвертого часового відрізка

Модель	R^2	MSE	MAPE (%)	MAE	MLSE	MedAE
Random forest	0,74	19780	1,09	12016	0,00016	127,66
XGBoost	0,254	120291	2,88	309,23	0,00107	314,74
GBM	0,556	27954	1,261	138,57	0,00023	124,39

Наступним етапом є вибір ведучого методу на основі порівняння прогнозних і фактичних значень. Причому, у випадку виникнення необхідності реконфігурації мережі в певний момент часу за основу для прийняття рішень беруться дані ведучого методу на попередньому кроці прогнозування.

Дана модель адаптивного прогнозування була використана для прийняття рішень по реконфігурації мережі в режимі реального часу на основі прогнозних даних електричного навантаження. Так як при умовах широкого впровадження джерел РГ в існуючі мережі для оптимального їх керування виникає необхідність отримувати прогнозні значення не тільки навантаження, а і генерації ВДЕ, то дана модель передбачає її використання і для цих цілей. В цьому випадку функціонал методів машинного навчання дозволяє в якості факторів, що впливають на прогнозні значення генерації враховувати значення

швидкості вітру та сонячної інсоляції для вітрових та сонячних установок відповідно.

4.5 Приклад розрахунку з використанням методу нечітких часових рядів

Якщо в будь-який момент часу t є тільки одне зафіксоване значення аналізованого параметра, то алгоритм, який реалізує представлений принцип побудови нечітких часових рядів і його використання для мети прогнозування, може бути представлений таким чином:

1. На підставі наявних статистичних даних визначаємо універсум можливих значень прогнозованого параметра, на якому визначаються відповідні нечіткі (лінгвістичні) оцінки (множини). При цьому граничні значення універсуму (U) знаходять наступним чином:

$$U: [D_{min} - \Delta D_1, D_{max} + \Delta D_2]$$

де D_{min}, D_{max} - мінімальне і максимальне значення досліджуваного параметра, які спостерігалися в вибірці; $\Delta D_1, \Delta D_2$ - відповідні позитивні числа.

Наприклад, якщо орієнтуватися на статистичні дані, наведені в табл. 25, то приймаємо $\Delta D_1 = 47,74, \Delta D_2 = 13,07$ і, таким чином, універсум U визначиться наступним чином $U: [8900, 9700]$.

Таблиця 4.25 – Статистичні дані (результати спостережень електричного навантаження усередненого за 15 хвилин)

№ п/п (момент спостереження)	Статистичні дані (електричне навантаження, кВт)	Лінгвістична зміна
1	9364,67	A6
2	9224,93	A4
3	9189,71	A4
4	9088,54	A3

5	9021,06	A2
6	9068,99	A2
7	8968,40	A1
8	8955,61	A1
9	8964,91	A1
10	8966,28	A1
11	8947,74	A1
12	8956,44	A1
13	9075,99	A2
14	9111,90	A3
15	9403,77	A6
16	9474,71	A7
17	9686,93	A9
18	9364,67	A6
19	9224,93	A4
20	9189,71	A4
21	9088,54	A3

2. Розбиваємо універсум U на кілька інтервалів однакової ширини, наприклад, на 9. Отримуємо:

$$u_1: [8900,8989], u_2: [8989,9078], u_3: [9078,9167]$$

$$u_4: [9167,9256], u_5: [9256,9344], u_6: [9344,9433]$$

$$u_7: [9433,9522], u_8: [9522,9611], u_9: [9611,9700]$$

3. Визначаємо нечіткі множини на універсумі U , яким відповідають певні лінгвістичні змінні, що характеризують значення електричного навантаження.

$$A_1 = (\text{надзвичайно низьке}),$$

$$A_2 = (\text{дуже низьке}),$$

...

$$A_9 = (\text{надзвичайно високе})$$

При цьому немає ніяких обмежень щодо завдання кількості лінгвістичних змінних (нечітких множин).

Отримані таким чином, інтервали u_1, \dots, u_9 вибираються в якості елементів кожного нечіткої множини. Для завдання значень функції приналежності на u_1, \dots, u_9 для всіх нечітких множин A_i ($i = 1, \dots, 9$) визначаємо з яким ступенем, кожне u_k ($k = 1, \dots, 9$) належить нечіткій множині (лінгвістичної змінної) A_i . Якщо u_k повністю належить A_i , функція приналежності приймає значення 1; якщо u_k не належить A_i - функція приналежності має значення 0; в інших випадках вибираємо значення від 0 до 1 залежно від ступеня, з якою u_k належить A_i .

Наприклад, представлені нечіткі множини A_i ($i = 1, \dots, 9$) можуть бути описані таким чином.

$$\begin{aligned}
 A_1 &= \left\{ u_1/1, u_2/0,5, u_3/0,1, u_4/0, u_5/0, u_6/0, u_7/0, u_8/0, u_9/0 \right\} \\
 A_2 &= \left\{ u_1/0,5, u_2/1, u_3/0,5, u_4/0,1, u_5/0, u_6/0, u_7/0, u_8/0, u_9/0 \right\} \\
 A_3 &= \left\{ u_1/0,1, u_2/0,5, u_3/1, u_4/0,5, u_5/0,1, u_6/0, u_7/0, u_8/0, u_9/0 \right\} \\
 A_4 &= \left\{ u_1/0, u_2/0,1, u_3/0,5, u_4/1, u_5/0,5, u_6/0,1, u_7/0, u_8/0, u_9/0 \right\} \\
 A_5 &= \left\{ u_1/0, u_2/0, u_3/0,1, u_4/0,5, u_5/1, u_6/0,5, u_7/0,1, u_8/0, u_9/0 \right\} \\
 A_6 &= \left\{ u_1/0, u_2/0, u_3/0, u_4/0,1, u_5/0,5, u_6/1, u_7/0,5, u_8/0,1, u_9/0 \right\} \\
 A_7 &= \left\{ u_1/0, u_2/0, u_3/0, u_4/0, u_5/0,1, u_6/0,5, u_7/1, u_8/0,5, u_9/0,1 \right\} \\
 A_8 &= \left\{ u_1/0, u_2/0, u_3/0, u_4/0, u_5/0, u_6/0,1, u_7/0,5, u_8/1, u_9/0,5 \right\}
 \end{aligned}$$

$$A_9 = \left\{ u_1/0, u_2/0, u_3/0, u_4/0, u_5/0, u_6/0, u_7/0,1, u_8/0,5, u_9/1 \right\}$$

4. Здійснюємо фазифікацію статистичних даних. Для цього визначаємо відповідну нечітку множину, що відповідає кожному результату спостережень.

Таблиця 4.26 – Функції приналежності лінгвістичних змінних, які використовуються для фазифікація статистичних даних

	8900- 8989 u_1	8989- 9078 u_2	9078- 9167 u_3	9167- 9256 u_4	9256- 9344 u_5	9344- 9433 u_6	9433- 9522 u_7	9522- 9611 u_8	9611- 9700 u_9
A ₁	1	0,5	0,1						
A ₂	0,5	1	0,5	0,1					
A ₃	0,1	0,5	1	0,5	0,1				
A ₄		0,1	0,5	1	0,5	0,1			
A ₅			0,1	0,5	1	0,5	0,1		
A ₆				0,1	0,5	1	0,5	0,1	
A ₇					0,1	0,5	1	0,5	0,1
A ₈						0,1	0,5	1	0,5
A ₉							0,1	0,5	1

На основі аналізу даних табл. 4.25 можна сформулювати всі логічні зв'язки. При цьому повторюються нечіткі відношення не враховуються.

Таким чином, в даному випадку маємо:

$$A_6 \rightarrow A_4 A_4 \rightarrow A_3$$

$$A_2 \rightarrow A_2 A_1 \rightarrow A_1$$

$$A_1 \rightarrow A_1 A_1 \rightarrow A_1$$

$$A_2 \rightarrow A_3 A_6 \rightarrow A_7$$

Визначимо операцію «х» для двох векторів наступним чином. Нехай C і B два вектори-рядки розмірністю m і $D = (d_{ij}) = C^T \times B$.

Тоді елементи d_{ij} матриці D в i -му ряду і j -му стовпці будуть визначатися згідно з умовою $d_{ij} = \min(C_i, B_j)$ ($i, j = 1, \dots, m$) де C_i і B_j є відповідно i -тим і j -тим елементами матриць C і B .

Нехай

$$\begin{aligned} R_1 &= A_6^T \cdot A_4; & R_2 &= A_4^T \cdot A_4; & R_3 &= A_4^T \cdot A_3 \\ R_4 &= A_3^T \cdot A_2; & R_5 &= A_2^T \cdot A_2; & R_6 &= A_2^T \cdot A_1 \\ R_7 &= A_1^T \cdot A_1; & R_8 &= A_1^T \cdot A_2; & R_9 &= A_2^T \cdot A_3 \\ R_{10} &= A_3^T \cdot A_6; & R_{11} &= A_6^T \cdot A_7; & R_{12} &= A_7^T \cdot A_9 \end{aligned}$$

Тоді отримуємо:

$$R_1 = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0,1 \\ 0,5 \\ 1 \\ 0,5 \\ 0,1 \\ 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 0 & 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

$$R_3 = \begin{vmatrix} 0 \\ 0,1 \\ 0,5 \\ 1 \\ 0,5 \\ 0,1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

...

$$R_{15} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0,1 \\ 0,5 \\ 1 \\ 0,5 \\ 0,1 \\ 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

На підставі отриманих даних знаходимо нечітке відношення:

$$R = R(t, t - 1) = \bigcup_{i=1}^{12} R_i,$$

де операції об'єднання нечітких відносин відповідає оператор max:

$$R = \begin{vmatrix} 1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,5 & 1 & 1 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 \\ 0,1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 \\ 0,1 & 0,1 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,5 & 1 & 0,5 & 0,1 \\ 0 & 0,1 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,5 & 0,1 \\ 0 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 & 0,1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

Визначаємо елементи матриці R:

$$a_{11} = \max \left\{ \begin{array}{l} \min(1; 0); \min(0,5; 0); \min(0,5; 0) \\ \min(0,1; 0,1); \min(0,1; 0,5); \min(0,1; 1); \\ \min(0; 0,5); \min(0; 0,1); \min(0; 0) \end{array} \right\} = 0,1$$

$$a_{12} = \max \left\{ \begin{array}{l} \min(0,5; 0); \min(1; 0); \min(0,5; 0) \\ \min(0,5; 0,1); \min(0,5; 0,5); \min(0,1; 1); \\ \min(0,1; 0,5); \min(0,1; 0,1); \min(0; 0) \end{array} \right\} = 0,5$$

$$a_{13} = 0,5$$

$$a_{14} = 1$$

$$a_{15} = 0,5$$

$$a_{16} = 0,5$$

$$a_{17} = 1$$

$$a_{18} = 0,5$$

$$a_{19} = 0,1$$

Здійснюємо прогнозування розрахункової величини для періоду часу $t = 06:15$

$$A_2 = \{0,1; 0,5; 0,5; 1; 0,5; 0,5; 1; 0,5; 0,1\} = 9300 \text{ кВт}$$

Висновки:

В результаті проведених розрахунків методами машинного навчання (Gradient Boosting, XGBoost та Random Forest) та методом нечітких часових рядів було встановлено, що дані моделі прогнозування відповідають задачі прогнозування електричного навантаження. Також було встановлено, що в умовах концепції SMARTGRID методи машинного навчання можливо використовувати не тільки для прогнозу електричного навантаження, а і для прогнозу генерації ВДЕ (вітрові та сонячні установки).

В результаті досліджені дані методи були використані для створення моделі адаптивного прогнозування:

- для випадку повної інформаційної забезпеченості даних електричного навантаження – за допомогою методів машинного навчання, точність яких оцінюється на кожному кроці та обирається метод з найкращими показниками точності;
- для випадку неповної інформаційної забезпеченості даних електричного навантаження – за допомогою методу нечітких часових рядів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В першому розділі було виконано загальний огляд сучасного стану розвитку електроенергетичних систем, в особливості розподільних мереж в Україні та світі. При аналізі стану системи електропостачання в Україні можна відзначити світову тенденцію по впровадженню сучасних технологій та початок переходу до режиму функціонування електричних мереж відповідно концепції SmartGrid. Проте на шляху до цієї мети ми стикаємося з рядом обмежень, що включають в себе значну моральну та фізичну зношеність мереж, низький рівень автоматизації та спостережності, відсутність єдиної стратегії при впровадженні розподіленої генерації та ін., і як наслідок, отримуємо низьку якість електроенергії, значні втрати потужності, низький рівень надійності електропостачання. В якості перших кроків було запропоновано ряд організаційних та технічних заходів, що сприятимуть поступовому переходу розподільних мереж до сучасних потреб та умов функціонування. Також було проведено огляд світових тенденцій розвитку «інтелектуальних» мереж у передових країнах, розглянуто приклади застосування нових принципів побудови розподільної мережі, систем побудованих на постійному струмі (FACTS та HVDC), досвід участі активних споживачів в процесі розподілу та споживання електроенергії та особливості побудови таких систем в залежності від типу та характеру місцевості. Оцінюючи зарубіжний досвід, можна проаналізувати всі переваги та недоліки впровадження мереж нового типу в умовах вітчизняної енергетики, прийняти приклади кращих рішень і стратегій та уникнути багатьох помилок, що сприятиме побудові ефективного енергетичного господарства, дасть змогу задовольнити потреби споживачів, при умові зменшення впливу на навколишнє середовище, ефективного використання енергоресурсів та подальшому розвитку галузі в розрізі економічного зростання держави.

В другому розділі було проведено аналіз роботи міських розподільних мереж та перспективи їх розвитку при широкому впровадженні джерел розподіленої генерації в умовах переходу до концепції SmartGrid. Основною задачею, яка постає в сучасних умовах є задача ефективного керування режимами роботи розподільної мережі, що передбачає створення механізму, який зможе адаптувати та змінювати конфігурацію таким чином, щоб забезпечити зростаючий попит споживачів, надійну та безперебійну роботу системи електропостачання та дозволить максимально використовувати потенціал джерел розподіленої генерації. Виходячи з реалій стану розподільних мереж міст в Україні, можна зробити висновок, що недоречно говорити про кардинальну зміну системи електропостачання. Це спричинено низкою факторів, які притаманні перехідному етапу, що характеризується нерівномірним встановлення засобів обліку та моніторингу, джерел розподіленої генерації та ін. Тому метою дослідження є розробка такого алгоритму, що буде враховувати часткову модернізацію технічної бази та неповноту даних обліку електроенергії, проте дозволить виконувати управління режимами розподільної мережі в реальному часі. Для дослідження було обрано класичну «петлеву» схему живлення споживачів, для якої проводиться розрахунок для знаходження точки нормального розриву. Традиційно цей розрахунок проводиться для визначення сезонних перемикачів, але в умовах функціонування «інтелектуальної» мережі необхідно визначити ділянки мережі з внутрішньодобовою нерівномірністю навантаження, в яких перемикач планується виконувати в режимі реального часу дистанційно керованими комутаційними апаратами. Виходячи з цього, було запропоновано алгоритм, який при заданих обмеженнях та різних ступенях інформаційної забезпеченості по даним електричного навантаження у вузлах мережі, дозволяє виконувати реконфігурацію мережі в режимі реального часу на основі прогнозних значень навантаження. Основним недоліком є той факт, що строк служби дистанційно

керованих комутаційних апаратів обмежений кількістю вмикань/вимикань, що при підрахуванні затрат необхідно співставити з економією коштів від зниження втрат потужності на основі техніко-економічного обґрунтування.

В третьому розділі було проведено аналіз існуючих методів та моделей прогнозування для задач планування режимів роботи ЕЕС. Було визначено, що в традиційній електричній мережі прогноз виконувався на рівні об'єднаної системи і співставлявся з точністю вимірювань на підстанції, що і було достатньо для планування режимів. На сьогоднішній день задача оперативного керування режимами розподільних мереж вимагає створення моделі, яка дозволить врахувати різні випадки інформаційної забезпеченості та дасть змогу «сканувати» ділянки мережі в умовах наявності джерел розподіленої генерації задля ефективного її керування. Виходячи з цього, було розглянуто різні методи та моделі прогнозування, більшість з яких побудовані на використанні ретроспективних даних, які залежать від низки екзогенних факторів. Було визначено, що характер споживання являється величиною випадковою, але піддається певним статистичним законам, що дає змогу використовувати сучасні методи для прогнозу електричного навантаження з досить високою точністю. Для цього було розроблено модель адаптивного прогнозування електричного навантаження, яка в залежності від рівня інформаційної забезпеченості дозволить «сканувати» ділянку мережі (на 2 години вперед) та, обираючи модель, що показує найкращу точність, надавати вихідні дані для прийняття рішення по зміні топології мережі.

В четвертому розділі було проведено комп'ютерні на ручні розрахунки з використанням обраних методів прогнозування значення електричного навантаження. У випадку достатньої інформаційної забезпеченості в якості використовуваних методів було обрані моделі машинного навчання (Gradient Boosting, XGBoost та Random Forest), а у випадку недостатньої інформаційної забезпеченості – модифікація методу нечітких часових рядів. На вибірці з

масиву усереднених за 15 хвилин значень електричного навантаження було показано принцип роботи кожного з методів, а також представлено результати комп'ютерних розрахунків.

В результаті проведених розрахунків методами машинного навчання (Gradient Boosting, XGBoost та Random Forest) та методом нечітких часових рядів було встановлено, що дані моделі прогнозування відповідають задачі прогнозування електричного навантаження. Також було встановлено, що в умовах концепції SMARTGRID методи машинного навчання можливо використовувати не тільки для прогнозу електричного навантаження, а і для прогнозу генерації ВДЕ (вітрові та сонячні установки).

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Переход распределительных сетей 6-10 кВ на напряжение 20 кВ URL:<https://eds-ltd.com.ua/perehod-raspredelitelnyih-setey-6-10-kv-na-napryazhenie-20-kv/>
2. Новые подходы к построению распределительных электрических сетей 0,4-35 кВ (2015). Журнал «Электрические сети и системы» №5.2013 г. URL: http://tavrida-ua.com/articles/novye_podhody_k_postroeniyu_raspredelitelnyh_elektricheskikh_setey_04-35_kv.html
3. Гайснер А., Новиков А., Основные тенденции развития и применения систем накопления электроэнергии в современных энергосистемах. Издательство: Российское энергетическое агентство Министерства энергетики Российской Федерации (Москва), 2014. с. 72-81 URL:<https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23662751>
4. Ахромкін А. О. Сучасні характеристики електричних мереж України: регіональний аспект / А. О. Ахромкін // Вісник східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. – 2015. – № 6 (223). – С. 7-10
5. Р. В. Бондаренко, О. М. Довгалюк, Г. В. Омеляненко, О. Є. Піротті, Т.В. Сиромятнікова. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України" № 195. 2018
6. Циганенко Б. В. Перспективи переведення розподільних мереж України на номінальну напругу 20 кВ [Електронний ресурс] / Б. В. Циганенко // Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – 2016. – № 1. – С. 1-4. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/464/462>.
7. План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки // Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України – URL:

http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=24497281
2.

8. Циганенко Б. В. Оптимальна реконфігурація розподільної електричної мережі / Б. В. Циганенко // Технічна електродинаміка. – 2016. – № 5. – С. 55-57.

9. Сурков М., Лукутин Б., Сарсикеев Е., Киушкина В. Мировые тенденции в области построения автономных систем электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии. Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» №4. 2012

10. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. 2010. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення. Технічна електродинаміка. 2010. №6

11. План розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки. Укренерго

12. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

13. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія /Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – 2-ге вид., переробл. і допов. – Дніпро: НТУ «ДП», 2018. – 148 с.

14. Лежнюк П. Д. В.О. Комар, В. О. Лесько, О. В. Кузьмик Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування. Вісник харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. 2012. №129. С.29 – 31.

15. Комар В.О., Остра Н. В., Кузьмик О. В., Гуцол С. В. Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж. Наукові праці Донецького національного технічного університету. 2013. №1(14). С. 104 – 107.

16. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Вип. 141 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». 2013. С. 8 – 10.
17. Биконя О.С. Шляхи впровадження SmartGrid в країнах світу. Економічний вісник Донбасу. 2012. №1 (27). С. 217-222
18. J.R. Agüero, E. Takayesu, D. Novosel, and R. Masiello, “Modernizing the grid: Challenges and opportunities for a sustainable future,” IEEE Power & Energy Magazine, vol. 14, pp. 74–83, May/June 2017.
19. D. Tan and D. Novosel, “Energy challenge, power electronics & systems (PEAS) technology and grid modernization,” CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 2, no. 1, Mar. 2017.
20. Survey of Big Data Role in Smart Grids
URL:<https://www.benthamopen.com/FULLTEXT/TOEEJ-12-86/FIGURE/F1>
21. IEEE Quadrennial Energy Review Report to DOE (2015, Sept.). URL: <http://www.ieee-pes.org/qer>
22. Petit, V. (2018). The Transition to a New Grid. The New World of Utilities, 91–144. DOI:10.1007/978-3-030-00187-2_4
23. Sønnderberg Petersen, L., Berg, R. B., Bergaentzlé, C., Bolwig, S., & Skytte, K. (Eds.) (2017). Smart grid Transitions: System solutions and consumer behaviour. DTU Management Engineering.
24. Kalkal, P., & Garg, V. K. (2017). Transition from conventional to modern grids: Modern grid include microgrid and smartgrid. 2017 4th International Conference on Signal Processing, Computing and Control (ISPCC). DOI:10.1109/ispcc.2017.8269679

25. U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery & Energy Reliability Smart Grid Research & Development, Multi-Year Program Plan(MYPP)2010-2014.
26. Mahesh M., A. B. Nandgaonkar, S.L. Nalbalwar , Pradnya R. Narvekar (2012). Smart Grid: New Era of Electricity Distribution Network, IPCSIT vol. 28 (2012)
27. Amam H.B., Li Zhang (2019). Smart Grid: A Brief Assessment of the Smart Grid Technologies for Modern Power System. Journal of Engineering Technology. Volume 8, Issue 1, Jan. 2019, PP.122-142
28. Electric Power Grid Modernization Trends, Challenges, and Opportunities. URL:<https://www.ieee.org/content/dam/ieee-org/ieee/web/org/about/corporate/ieee-industry-advisory-board/electric-power-grid-modernization.pdf>
29. Pedro H. J. Nardelli, Nicolas R., Chengwei W., Murilo S. Baptista, Carlos P., Paulo C., Matti L. Models for the modern power grid
30. Syed A., Muhammad K., Akif Z. K., Dong R. S. (2017). Smart Distribution Networks: A Review of Modern Distribution Concepts from a Planning Perspective
31. HVDC Back-to-Back Link Commissioned Between India and Bangladesh. URL: <https://www.tdworld.com/digital-innovations/hvdc/article/20971680/hvdc-backto-back-link-commissioned-between-india-and-bangladesh>
32. Методические рекомендации по автоматизации распределительных электрических сетей 0,4–10 (6) кВ Белорусской энергосистемы: СТП 09110.47.104–11: стандарт ГПО «Белэнерго». Минск: Белэнерго, 2011. 36 с.
33. Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMARTGRID / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.
34. Савина, Н. В. Инновационное развитие электроэнергетики на основе технологий SMARTGRID / Н. В. Савина. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. 136 с.

35. Фурсанов, М. И. Оптимальные технические потери электроэнергии в силовых трансформаторах распределительных электрических сетей / М. И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. 2016. Т. 50, № 2. С. 42–45.
36. Фурсанов, М. И. Оптимальные технические потери электроэнергии в распределительных электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. 2016. Т. 51, № 3. С. 44–47.
37. Методические принципы расчета и анализа разомкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания / М. И. Фурсанов [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2009. № 3. С. 5–13.
38. Фурсанов, М. И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2011. № 4. С. 11–15.
39. SMARTGRID или умные сети электроснабжения [Электронный ресурс] // Энэка. Инженерно-консалтинговая компания. URL: http://www.eneca.by/ru_smartgrid0/.
40. Интеллектуальные электрические сети в России – предпосылки [Электронный ресурс] // Умные сети и интеллектуальные энергетические системы. URL: <http://venturebiz.ru/energetika-energoberezhenie/290-intellektualnye-seti>.
41. Говоров Ф.П. Проблемы регулирования напряжения в городских электрических сетях 6 – 10/0,4 кВ // Коммунальное хозяйство городов. – 1993. – №7. – с. 37 – 41.
42. Маркушевич Н.С. Автоматизация управления режимами электрических сетей 6-20 кВ. – М.: Энергия, 1980. – 209 с.

43. Говоров Ф.П. Керування режимами розподільних електричних мереж на основі гнучких систем: автореф. Дис....докт.техн.наук: 05.14.02. – Львів, 2001. – 34 с.
44. Маркушевич Н.С., Солдаткина Л.А. Качество напряжения в городских электрических сетях. – М.: Энергия, 1975. – 256 с.
45. Дірар Муса Абу-Сісі. Використання вольтододавальних трансформаторів з електронним керуванням для поліпшення якості електричної енергії у міських електричних мережах: автореф. Дис... канд.техн.наук: 05.14.02 – К., 1999. – 17 с.
46. Ерохин П.М. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети / П.М. Ерохин, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, В.О. Самойленко, А.Л. Рывлин, С.А. Стерлягова // Промышленная энергетика. 2016. № 2. С. 6–12.
47. Кучеров Ю.Н. Современные тенденции развития электроснабжения мегаполисов с целью повышения управляемости режимов работы энергосистемы / Ю.Н. Кучеров, С.А. Утц, Д.Н. Ярош // Электричество. 2017. № 6. С. 4–15.
48. Ерошенко С.А. Оптимизация размещения малой генерации. Снижение потерь мощности в распределительных сетях / С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, А.Д. Карпенко. Рига: LAPLAMBERT Academic Publishing, 2012.
49. ГОСТ Р 53905-2010. Энергосбережение. Термины и определения. М: Стандартинформ, 2011.
50. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения. К: «Освита України», 2007.
51. Беркович М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов // 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991.

52. Барзам А.Б. Системная автоматика // 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989.
53. Павлов Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. С-Пб.: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001.
54. Воропай Н.И. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин, Д.А. Панасецкий, Д.Н. Сидоров, А.В. Жуков, Д.Н. Ефимов, А.Б. Осак, В.А. Спиряев, А.В. Домышев. Новосибирск: ФГУП Издательство «Наука», 2016.
55. Воропай Н.И. О некоторых подходах к построению систем противоаварийной автоматики нового поколения / Н.И. Воропай, И.Б. Ядыгин // Сборник докладов: Релейная защита и автоматика энергосистем XXII конференции. 2014. С. 223–227.
56. Рубинчик В.А. Резервирование отключений коротких замыканий в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1985.
57. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002.
58. Нагай В.И. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей / В.И. Нагай, И.Ф. Маруда, В.В. Нагай. Ростов-на-Дону: Изд-во журнала «Известия вузов. Северо-Кавказский регион», 2009.
59. Нагай В.И. Проблемы и технические решения резервирования / В.И. Нагай, И.В. Нагай // Электроэнергия. Передача и распределение. 2015. № 4. С. 100–104.
60. Нагай И.В. Построение многопараметрических резервных защит электрических распределительных сетей 6-10 кВ / И.В. Нагай, В.И. Нагай // Энергетик. 2013. № 2. С. 18–21.

61. Кобец Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMARTGRID / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. М.: ИАЦ Энергия, 2010.
62. Borlase S. Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions // CRC Press. 2012. p. 607.
63. Hadjsaid N. Smart Grids / N. Hadjsaid, J. Sabonnadiere, N. Hadjsaid // Wiley-ISTE, 2012. p. 350.
64. Marnay C. Policymaking for microgrids / C. Marnay, H. Asano, S. Papathanassiou, G. Strbac // IEEE Power & Energy Magazine. 2008. Vol. 6. № 3. pp. 66–77.
65. Hajimiragha A. Practical aspects of storage modeling in the framework of microgrid real-time optimal control / A. Hajimiragha, M.R.D. Zadeh // Proc. IET Conf. on Renewable Power Generat. (RPG). 2011. pp. 93–98.
66. Alvial-Palavicino C. A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid / C. Alvial-Palavicino, N. Garrido-Echeverría, G. Jiménez-Estévez, L. Reyes, R. Palma-Behnke // Energy for Sustainable Development. 2011. Vol. 15, № 3. pp. 314–323.
67. Bidram A. Hierarchical structure of microgrids control system / A. Bidram, A. Davoudi // IEEE Trans. Smart Grid. 2012. vol. 3, №4. pp. 1963–1976.
68. Bahramipanah M. Network Clustering for Voltage Control in Active Distribution Network Including Energy Storage Systems / M. Bahramipanah, M. Nick, R. Cherkaoui, M. Paolone // Innovative Smart Grid Technology IEEE PES Conference ISGT. 2015.
69. Hatziargyriou N. Microgrids / N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay // IEEE Power Energy Mag. 2007. Vol. 5, № 4. pp. 78–94.
70. Hatziargyriou N. Microgrids: Architectures and Control // Wiley IEEE Press, 2014. p. 340.
71. Keyhani A. Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems // Wiley IEEE Press, 2011. p. 592.

72. Mohamed Y.A. Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems / Y.A. Mohamed, A.A. Radwan // IEEE Trans. Smart Grid. 2011. Vol. 2, № 2. pp. 1949–1953.
73. Biabani M. Operation of a Multi-Agent System for Load Management in Smart Power Distribution System / M. Biabani, A. Golkar, A. Sajadi // Proc. of 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). 2012. Venice.
74. Molderink A. Management and control of domestic smart grid technology / A. Molderink, V. Bakker, M.G. Bosman, G.L. Hurink, G.J. Smit // IEEE Trans. Smart Grid. 2010. Vol. 1. pp. 109–119.
75. Morozumi S. Micro-grid Demonstration Projects in Japan // Power Conversion Conference. Nagoya. 2007. pp. 635–642.
76. Nguyen P.H. Distributed routing algorithms to manage power flow in agent-based active distribution network / P.H. Nguyen, W.L. Kling, G. Georgiadis, M. Papatriantafyllou, T. Le Anh, L. Bertling // Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES. 2010. pp. 1–7.
77. Varaiya P. Smart operation of smart grid: Risk limiting dispatch / P. Varaiya, F. Wu, J. Bialek // Proc. of the IEEE. 2011. Vol. 99, № 1. pp. 40–57.
78. Hernandez-Aramburo C. Fuel consumption minimization of a microgrid / C. Hernandez-Aramburo, T. Green, N. Mugniot // IEEE Trans. Ind. Appl. 2005. Vol. 41. № 3. pp. 673–681.
79. Pudjianto D. Microgrids and virtual power plants: concepts to support the integration of distributed energy resources / D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Starbac // Proc. Inst. Mech. Engineers, Part A: J. Power and Energy (IMEchE). 2008. Vol. 222. pp. 731–741.
80. Barnes M. Real-world microgrids an overview // IEEE International Conference on System of Systems Engineering. 2007.

81. Brabandere K. Control of microgrids / K. Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck, R. Belmans // Proc. IEEE Power Engineer. Soc. general meet. 2007. pp. 1–7.
82. Buchholz B. Long term European field tests for microgrids // Power Conversion Conference. Nagoya. 2007. pp. 643–645.
83. Choi J. Overview of microgrid research and development in Korea // Communities for Advanced Distributed Energy Resources. Microgrids Symposium. 2009.
84. Chowdhury S. Microgrids and active distribution networks / S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley. IET, 2009. p. 320.
85. Goda T. Microgrid research at Mitsubishi // California Energy Commission Symposium. 2006.
86. Guerrero J.M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids: a general approach towards standardization / J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, J. Matas, L.G. Vicuña, M. Castilla // IEEE Trans. Ind. Electron. 2011. Vol. 58, № 1. pp. 158–172.
87. Katiraei F. Microgrids management / F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas // IEEE Power and Energy Mag. 2008. Vol. 6, № 3. pp. 54–65.
88. Kroposki B. Making microgrids work / B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou // IEEE Power and Energy Mag. 2008. Vol. 6, № 3. pp. 40–53.
89. Lasseter B. Microgrids: distributed power generation // Proc. IEEE Power Engineer. Soc. Winter Meet. 2001. Vol. 1. pp. 146–149.
90. Li Y.W. Design, analysis, and realtime testing of a controller for multibus microgrid system / Y.W. Li, D.M. Vilathgamuwa, P.C. Loh // IEEE Trans. on Power Electronics. 2004. Vol. 19. № 5. pp. 1195–1204.

91. Logenthiran T. Multiagent system (MAS) for short-term generation scheduling of a microgrid / T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone, H. Aung // Proc. IEEE Internat. Conf. on Sustainable Energy Technol. (ICSET). 2010. pp. 1–6.
92. Loh P.C. Hybrid AC-DC microgrids with energy storages and progressive energy flow tuning / P.C. Loh, D. Li, Y.K. Chai, F. Blaabjerg // IEEE Trans. Power Electron. 2013. Vol. 28. № 4. pp. 1533–1543.
93. Tsikalakis A.G. Centralized control for optimizing microgrids operation / A.G. Tsikalakis, N.D. Hatziargyriou // IEEE Trans. on Energy Conversion. 2008. Vol. 23, № 1. pp. 241–248.
94. Ustun T. Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420 / T. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh // IEEE Trans. Power Syst. 2016. Vol. 27, № 3. pp. 1560–1567.
95. Zamora R. Controls formicrogrids with storage: Review, challenges, and research needs / R. Zamora, A. K. Srivastava // Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 14, № 7. pp. 2009–2018.
96. Zheng W.D. A multi-agent system for distributed energy resources control in microgrid / W.D. Zheng, J.D. Cai // Proc. IEEE 5th Internat. Conf. on Critical Infrastructure (CRIS). 2010. pp. 1–5.
97. Куприяновский В.П. Микрогридыэнергетика, экономика, экология и ИТС в умныхгородах / В.П. Куприяновский, Ф.Ю. Фокин, С.А. Буланча, Ю.В. Куприяновская, Д.Е. Намиот // International Journal of Open Information Technologies. 2016. Vol. 4. № 4. pp. 10–19.
98. Mocci S. Multi-Agent Control System for increasing hosting capacity in Active Distribution Networks with EV / S. Mocci, N. Natale, S. Ruggeri, F. Pilo // Proc. of Energycon IEEE International Energy Conference. 2014. Dubrovnik.

99. Marwali M.N. Control of distributed generation systems Part I: Voltages and currents control / M.N. Marwali, A. Keyhani // IEEE Trans. Power Electron. 2004. Vol. 19. № 6. pp. 1541–1550
100. Marwali M.N. Control of distributed generation systems Part II: Load sharing control / M.N. Marwali, J.W. Jung, A. Keyhani // IEEE Trans. PowerElectron. 2004. Vol. 19. № 6. pp. 1551–1561.
101. Семендяев Р.Ю. Восстановление нормального режима в локальных системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями / Р.Ю. Семендяев, А.Г. Фишов, Э. Энхсайхан // Новое в российской электроэнергетике. 2018. № 11. С. 50–61.
102. Фишов А.Г. Идентификация классов состояния автономной системы энергоснабжения для управления режимом ее параллельной работы с централизованной электрической сетью / А.Г. Фишов, А.В. Петрищев, О.В. Сердюков // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 1 (132). С. 168–185.
103. Семендяев Р.Ю. Анализ актуальности ограничений по устойчивости в сетях с распределенной генерацией / Р.Ю. Семендяев, А.Г. Фишов // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова. 2017. № 4 (44). С. 240–246.
104. Атанов И.В. Формализация процесса направленной композиции структур систем автономного электроснабжения при проектировании / И.В. Атанов, В.Я. Хорольский, А.Б. Ершов, А.В. Ефанов // Электротехника. 2017. № 8. С. 3–8.
105. Горбачев Е.Е. Автономные источники возобновляемой энергетики в электроснабжении фермерских хозяйств России / Е.Е. Горбачев, П.Ю. Грачев // Труды Кольского научного центра РАН. 2011. № 2 (5). С. 220–225.
106. Новиков А.А. Роль дизельных электростанций в автономном электроснабжении / Новиков А.А., Анашкин С.С. // Сборник: Технические

науки: проблемы и решения. Материалы X международной научно-практической конференции. 2018. С. 63–66.

107. Gao F. A control strategy for a distributed generation unit in gridconnected and autonomous modes of operation / F. Gao, M.R. Iravani // IEEE Trans. PowerDel. 2008. Vol. 23. № 2. pp. 850–859.

108. Илюшин П.В. Структура систем противоаварийного управления распределительными сетями крупных городов / П.В. Илюшин, О.А. Суханов // Электротехника. 2014. № 3. С. 14–19.

109. Илюшин П.В. Применение коэффициента запаса по приращению нагрузки при планировании и ведении режимов работы распределительных сетей // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2015. № 6. С. 2–8.

110. Илюшин П.В. Применение алгоритма введения режима распределительной сети с распределенной генерацией в допустимую область // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 1 (22). С. 36–41.

111. Илюшин П.В. Новые подходы в обеспечении надежности электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий, П.В. Илюшин // Надежность и безопасность энергетики. 2013. № 4 (23). С. 14–25.

112. Бухгольц Б.М. Smartgrid основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински // пер. с англ.: науч. ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев; под общ. ред. Н.И. Воропая. М.: Издательский дом МЭИ, 2017.

113. Farhangi H. Smart Microgrids – Lessons from Campus Microgrid Design and Implementation. Taylor & Francis Group, LLC, 2017. p. 324.

114. Wood A.J. Power generation, operation, and control / A.J. Wood, B.F. Wollenberg // Second edition. John Wiley & Sons, Inc., 1996. p. 593.

115. Fusheng L. Microgrid Technology and Engineering Application / Li Fusheng, Li Ruisheng, Z. Fengquan // Academic Press is an imprint of Elsevier. London, UK. 2016. p. 183.
116. Keyhani A. Integration of Green and Renewable Energy in Electric Power Systems / A. Keyhani, M.N. Marwali, M. Dai. John Wiley & Sons, Inc., 2010. p. 327.
117. Shawkat A. Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends. Springer Verlag London, 2013. p. 233.
118. Bevrani H. Microgrid: Dynamics and Control / H. Bevrani, B. Francois, T. Ise. JohnWiley & Sons, Inc., 2017. p. 701.
119. Mahmoud M.S. Microgrid: advanced control methods and renewable energy system integration // Elsevier Ltd. 2017. p. 389.
120. Логинов Е.Л. Проблемы прогнозирования критических технических ситуаций в ЕЭС России с учетом SMARTGRID / Е.Л. Логинов, С.И. Борталевич // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2018. № 1. С. 30–37.
121. Шульгинов Н.Г. Развитие нормативно-технического обеспечения системной надежности ЕЭС России / Н.Г. Шульгинов, С.А. Павлушко, Ю.Н. Кучеров, З.С. Мальцан, Ю.Г. Федоров // Энергия единой сети. 2014. № 1 (12). С. 4–15.
122. Чукреев Ю.Я. Особенности оценки показателей балансовой надежности при перспективном развитии ЕЭС России // Сборник докладов
123. Максимов, Б.К. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей / Б.К. Максимов, В.В. Воротницкий // Электротехника. – 2005.– № 10. – С. 10 – 13.

124. Булатов, Б.Г. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети / Б.Г. Булатов, М.Е. Гольдштейн, В.В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2012. – № 37. – С. 18–22.

125. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник. Учебное пособие. / Г.Н. Ополева – Москва: Форум - Инфра-М, 2006. – 480 с.

126. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей (с изм., внесенными Нормативами, утв. Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.1999 №213).

127. Миловидов, С.С. Выбор рациональных решений построения схем городских кабельных сетей среднего напряжения / С.С. Миловидов, Д.Е. Павликов // Четвёртая Российская научно-практическая конференция с международным участием, Новосибирск. – 2010. – С. 290-293.

128. Фурсанов, М. И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечения городских электрических сетей в условиях SMARTGRID / М. И. Фурсанов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 393–406. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-5-393-406.

129. Назарычев А.Н. Анализ основных преимуществ вакуумных выключателей. [Электронный ресурс] / Назарычев А.Н. // БЭСТЕР Комплект. – Режим доступа <http://bester54.ru/cms.php?type=page&id=22>.

130. Mishra S. Short term load forecasting using computation intelligence methods: Thesis for the degree of Master of technology electronics and communication engineering/Mishra Sanjib. – National Institute of Technology, India, Rourkela, 2008. – 89 p.

131. А.Ф. Жаркин, С.П. Денисюк, В.А. Попов Системы электроснабжения с источниками распределенной генерации, Наукова Думка, 2016, 232 с.

132. Бокс, Дж. Анализ временных рядов. Прогноз и управление. В 2 ч. Ч. 1/Дж. Бокс, Г. Дженкинс; под ред. В.Ф. Писаренко. – М.: Мир, 1974. – 406 с.

133. Кильдишев Г.С. Анализ временных рядов и прогнозирование / Г.С. Кильдишев, А.А. Френкель. – М.: Статистика, 1973. – 104 с.
134. Дуброва Т.А. Статистические методы прогнозирования: учеб. пособие для вузов / Т.А. Дуброва. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003 – 206 с.
135. Гросс, Дж. Краткосрочное прогнозирование нагрузки / Дж. Гросс, Ф.Д. Гальяны// ТИИЭР. – 1987. – Т.75, №12. – С. 6-21
136. Губский С.О. Краткосрочное прогнозирование электропотребления в операционной зоне регионального диспетчерского управления с учетом фактора освещенности: дис. ... канд. техн. Наук: 05.14.02/Губский Сергей Олегович. – Новочеркасск, 2012. – 231 с.
137. Влияние колебаний метеорологических факторов на энергопотребление энергообъединений / Б.И. Макоклюев, В.С. Павликов, А.И. Владимиров, Г.И. Фефелова // Энергетик. – 2003. - №6 – С. 14-19
138. Макоклюев Б.И. Учет влияния метеорологических факторов при прогнозировании электропотребления энергообъединений/ Б.И. Макоклюев, В.Ф. Еч / Энергетик. – 2004. - №6. – С. 15-16
139. Шумилова Г.П. Прогнозирование нагрузки ЭЭС на базе новых информационных технологий / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева // Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами: Сб. научн. тр. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. –С.127-156.
140. Шумилова Г.П. Прогнозирование активной и реактивной нагрузки узлов ЭЭС с использованием инверсии искусственной нейронной сети / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок: Сб. научн. тр. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2004. – С.115-122.
141. Чернецов В.И. Прогнозирование потребления электрической энергии с использованием нейронных сетей / В.И. Чернецов, Е.Н. Казаковский //

Надежность и качество: Междунар. сб. научн. тр. – 2006. – Т. 1. – С.199-201.

142. Alfares H.K. Electric load forecasting: literature survey and classification of methods / H.K. Alfares, M.Nazeeruddin// International Journal of Systems Science. – 2002. – Vol. 33, no.1. – P. 23-34.

143. Filik U.B. Hourly Forecasting of Long Term Electric Energy Demand Using a Novel Modeling Approach / U.B. Filik, O.N. Gerek, M. Kurban // Fourth International Conference on Innovative Computing, Information and Control (ICICIC). – 2009. – P.115-118.

144. Ghods L. Different Methods of Long-Term Electric Load Demand Forecasting; A Comprehensive Review / L. Ghods, M. Kalantar // Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering. – 2011. – Vol. 7. – P.249-259.

145. Paoletti S. Load forecasting for active distribution networks/S.Paoletti,M.Casini,A.Giannitrapani,A.Facchini,A. Garulli, A. Vicino // 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe). – 2011. – P. 1-6.

146. Манусов В.З. Краткосрочное прогнозирование электрической нагрузки на основе нечеткой нейронной сети и ее сравнение с другими методами / В.З. Манусов, Е.В. Бирюков // Изв. Томского политехнического университета. – 2006. – №6. – С.153-158.

147. Пальчиков А.С. Существующие способы прогнозирования электропотребления объектов в металлургической отрасли // Современные научные исследования и инновации. – 2012. – №9. – URL:<http://web.snauka.ru/issues/2012/09/16877>

148. Галустов Г.Г. Статистические прогнозные математические модели: учебн. пособие. / Г.Г. Галустов, С.П. Бровченко, С.Н. Мелешкин. – Таганрог: ТТИ ЮФУ, 2011.

149. Martin T. The times series approach to short term load forecasting / T. Martin // IEEE Trans. On Power Systems, 1987, 2 (3). pp. 785 – 791.

150. Irisarri G.B. Online load forecasting for energy control center application / G.B. Irisarri, S.T. Widergren, P.D. Yehsakul / IEEE Transactions of PAS, 1982, Vol. 101, № 1, pp. 71 - 78.
151. El-Sharkawi. Electric the load forecasting using an artificial neural network / El-Sharkawi, D.C. Park // IEEE Transaction on Power Systems, 1991,6 (2) pp. 442-449.
152. Zhao Y. Short-term load forecast based on neural network and fuzzy theory/ Y.Tang, Y. Zhang // High Voltage Engineering, 2006, 32 (5)- pp. 107-110.
153. Афанасьева, Т. В. Моделирование нечетких тенденций временных рядов / Т. В. Афанасьева. – Ульяновск : УлГТУ, 2013. – 215 с.
154. Bishop, C. M. (2006), Pattern Recognition and Machine Learning, Springer, ISBN 978-0-387-31073-2
155. Piantari E 2011 Feature Selection Hiperspektral Data for Predicted Rice Productivity with Genetic Algorithm Support Vector Regression [Essay] Bogor (ID): Bogor Agricultural University
156. Ibrahim N and Wibowo A 2014 Support Vector Regression with Missing Data Treatment Based Variables Selection for Water Level Prediction of Galas River in Kelantan Malaysia Wseas Transactions on Mathematics E-ISSN: 2224-2880 13(1)
157. Paz J. F. 2010 A Support Vector Regression Approach to Predict Carbon Dioxide Exchange A P de Leon F de Carvalho (Eds.): Distrib. Computing &Artif. Intell AISC 79 157–164.
158. Smola A. and Schölkopf B. 2003 A Tutorial on Support Vector Regression. URL:
<https://link.springer.com/content/pdf/10.1023/B:STCO.0000035301.49549.88.pdf>
159. Jonathan H. Exploring XGBoost An introduction into classification and feature selection with Ensemble Learning and XGBoost Jan 17, 2019. URL:
<https://towardsdatascience.com/exploring-xgboost-4baf9ace0cf6>

160. Debaditya Ch., Hazem E. Advanced machine learning techniques for building performance simulation: a comparative analysis p.2-6. DOI: <https://doi.org/10.1080/19401493.2018.1498538>

161. Zhang, Y., Haghani, A. (2015). A gradient boosting method to improve travel time prediction. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 58, 308–324

162. Cheng Li. "A Gentle Introduction to Gradient Boosting". URL: <https://machinelearningmastery.com/gentle-introduction-gradient-boosting-algorithm-machine-learning/>

163. Ho, Tin Kam (1995). Random Decision Forests Proceedings of the 3rd International Conference on Document Analysis and Recognition, Montreal, QC, 14–16 August 1995. pp. 278–282

164. Hastie, Trevor; Tibshirani, Robert; Friedman, Jerome (2008). *The Elements of Statistical Learning* (2nd ed.). Springer. ISBN 0-387-95284-5. pp. 587-588

165. Friedman J., Hastie T., Tibshirani R. Additive Logistic Regression: a Statistical View of Boosting. *Annals of Statistics*. 1998. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.51.9525&rep=rep1&type=pdf>

166. Freund Y., Schapire R. E., A Short Introduction to Boosting. *Journal of Japanese Society for Artificial Intelligence*, 14(5):771-780, September, 1999. URL: <http://www.site.uottawa.ca/~stan/csi5387/boost-tut-ppr.pdf>

167. Методы и технические средства повышения эффективности использования электрооборудования в промышленности и сельском хозяйстве: сборник научных трудов. – Ставрополь: АГРУС Ставропольского гос. аграрного ун-та, 2014. 248 с.

168. М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях SMART GRID. DOI: <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-3-207-219>

169. Экель П.Я. Применение теории расплывчатых множеств для выбора мест размыкания в распределительных электрических сетях по нескольким критериям / П.Я. Экель, В.А. Попов // Техническая электродинамика.— 1983.— № 6.— С. 50–55.

170. А.В. Щекочихин, Минимизация потерь активной мощности в городских распределительных электрических сетях за счет выбора оптимальной конфигурации.

171. Passey, R., Spooner, T., MacGill, I., Watt, M., & Syngellakis, K. (2011). The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors. *Energy Policy*, 39(10), 6280–6290. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.027>

172. РД 34.09.254, "Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений".

173. И.И. Голуб, О.Н. Войтов, Е.В. Болоев, Л.В. Семенова, Выбор краткосрочной фиксированной конфигурации распределительной сети. DOI: <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2018-20-9-10-39-51>

174. Н. Савина, К. Сцепуро. Реконфигурация схемы электрических сетей как средство снижения потерь электроэнергии. Вестник Казанского государственного энергетического университета. Издательство: Казанский государственный энергетический университет (Казань). №2. 2019. 91-102 с.